

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A Questão Federalista no Atual Sistema Brasileiro de
Distribuição e Repartição de *Royalties***

Juliana de Carvalho Sardinha
Matrícula nº: 105044652

ORIENTADOR(A): Prof. Helder Queiroz Pinto Jr

AGOSTO 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

A Questão Federalista no Atual Sistema Brasileiro de Distribuição e Repartição de *Royalties*

Juliana de Carvalho Sardinha
Matrícula nº: 15044652

ORIENTADOR(A): Prof. Helder Queiroz Pinto Jr

AGOSTO 2009

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(a) autor(a)

Para minha avó, Maria Alice Maia de Carvalho, pelos anos de amor dedicados a mim e para meu avô Julio Sardinha (*in memoriam*), por quem sinto profundas saudades.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi realizado no âmbito do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, estruturado através da parceria ANP/FINEP/UFRJ e que vem contribuindo para a formação de profissionais especializados na indústria do petróleo e gás natural. Além de oferecer disciplinas eletivas relativas a esse setor, este programa possibilita ao aluno participar de seminários e congressos, que auxiliam no entendimento e conhecimento das especificidades e desafios da indústria petrolífera. Portanto, agradeço primeiramente à ANP/FINEP/UFRJ, pela oportunidade que me foi oferecida.

O professor Helder Queiroz Pinto Junior merece aqui meu agradecimento especial, não só pela orientação deste trabalho, mas, principalmente pelos três anos de parceria na elaboração de trabalhos sobre Economia da Energia, pelos ensinamentos que me foram dados neste tempo e, mais do que isso, pela confiança e incentivo depositados em mim, que o tornam sem dúvida, o maior colaborador na minha formação profissional.

Agradeço também aos demais professores do Grupo de Economia da Energia da UFRJ, bem como as funcionárias Daisy e Joseane, que sempre estiveram dispostos a me ajudar e me forneceram um excelente ambiente de trabalho ao longo desses anos.

Além disso, agradeço a todos os professores do Instituto de Economia pelo excelente curso que me foi oferecido.

Devo também um agradecimento a uma pessoa que sempre acreditou em mim e me incentivou na minha trajetória, minha grande amiga, Patrícia Baião.

Finalmente, gostaria de agradecer aos que me forneceram a educação que me permitiu chegar até aqui. À minha mãe Rosângela, ao meu pai Paulo, ao meu tio Rogério e à minha tia Eliana.

RESUMO

O petróleo é um fator potencial de geração de riqueza. Porém, é um recurso encontrado em quantidade finita na natureza. É preciso, portanto, que os recursos oriundos do petróleo sejam investidos em programas que visem o desenvolvimento econômico e o bem-estar social, garantindo para as gerações futuras, uma compensação pela impossibilidade de exploração posterior desse recurso. Essa especificidade, aliada às significativas rendas extraordinárias obtidas pela indústria petrolífera, torna a gestão da renda oriunda do petróleo uma questão de extrema importância. Em países organizados como repúblicas federativas, este debate se torna especialmente relevante devido à distribuição geográfica assimétrica desses recursos naturais dentro da federação. Como consequência, a disputa por essa renda se traduz num permanente embate político entre governos federais, estaduais/provinciais e locais.

No Brasil, as mudanças instituídas pela Lei do Petróleo, de 6 de agosto de 1997, promoveram um intenso crescimento nas compensações financeiras pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo, entre elas os *royalties*, à União, estados e municípios brasileiros. Ademais, o debate acerca da renda petrolífera no Brasil ganhou mais destaque após as recém descobertas na área do Pré-Sal, que gerarão importantes incrementos na arrecadação das participações governamentais. Tendo isso em vista, o presente trabalho visa analisar a atual estrutura de repartição e distribuição dos *royalties* do petróleo entre as três esferas de governos, bem como a aplicação desses recursos.

Os resultados obtidos mostraram que as atuais regras de rateio dos *royalties* são norteadas por um determinismo geográfico que produz uma forte concentração desses recursos em um grupo seleto de municípios e estados. Além disso, através da utilização do Índice de Desenvolvimento Municipal da Firjan, que leva em conta as áreas de geração de emprego e renda, saúde e educação, foi observado que, para os municípios fluminenses (responsáveis por uma parte significativa dos *royalties* repassados) esses recursos não necessariamente se traduzem em maior desenvolvimento local e melhoria do bem-estar social.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EIA	Energy Information Administration
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
IFDM	Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
TCU	Tribunal de Contas da União

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO I – O FEDERALISMO NA DISTRIBUIÇÃO DOS <i>ROYALTIES</i>	11
I.1 ESPECIFICIDADES DA INDÚSTRIA DE RECURSOS NATURAIS	11
I.2 RENDAS DIFERENCIAIS	12
I.2.1 REGRA DE HOTTELLING	14
I.3 JUSTIFICATIVAS ECONÔMICAS PARA A COBRANÇA DOS <i>ROYALTIES</i>	15
I.4 PROPRIEDADE FEDERAL VERSUS PROPRIEDADE ESTATAL DOS RECURSOS NATURAIS	19
I.4.1 DESEQUILÍBRIO VERTICAL E DESEQUILÍBRIO HORIZONTAL	21
I.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	23
CAPÍTULO II - A EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO BRASIL: IMPACTOS SOBRE O VOLUME E A DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL.....	24
II.1 - EVOLUÇÃO DO MARCO LEGAL DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO BRASIL (ANTERIORES À LEI 9.478/97)	24
II.2 A REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO E AS MUDANÇAS INSTITUÍDAS COM A LEI N.º 9.478/97.....	25
II.2.1 BÔNUS DE ASSINATURA E PAGAMENTO PELA RETENÇÃO DE ÁREA.....	30
II.2.2 PARTICIPAÇÃO ESPECIAL.....	31
II.2.3 <i>ROYALTIES</i>	32
II.3 A AUSÊNCIA DE DIRECIONAMENTO PARA A APLICAÇÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS	34
II. 4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	36
CAPÍTULO III – UMA ANÁLISE ACERCA DA APLICAÇÃO DOS <i>ROYALTIES</i> NO BRASIL.....	38
III.1 BREVE EVOLUÇÃO DA ARRECADAÇÃO DE <i>ROYALTIES</i> NO BRASIL	38
III.2 A HIPERCONCENTRAÇÃO DAS RENDAS PETROLÍFERAS NO BRASIL	40
III.2.1 A FRONTEIRA EXPLORATÓRIA DO PRÉ-SAL	45
III.3 O ÍNDICE FIRJAN DE DESENVOLVIMENTO MUNICIPAL (IFDM)	48
III.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	56
CONCLUSÃO	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	60

INTRODUÇÃO

A abundância de petróleo se constitui num fator potencial de geração de riqueza. Entretanto, é preciso lembrar que se trata de um recurso esgotável, o que torna crucial o regime fiscal que incide sobre a sua produção e os efeitos gerados pela mesma sobre a economia como um todo.

Nos países organizados como repúblicas federativas, a questão referente à repartição e ao uso da renda petrolífera está sempre em pauta. Este problema se torna especialmente importante devido à distribuição geográfica assimétrica desses recursos naturais dentro da federação. O resultado é que a disputa por essa renda se traduz num permanente embate político entre governos federais, estaduais/provinciais e locais.

No plano nacional, a nova legislação petrolífera brasileira foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.478/97, ou Lei do Petróleo. A referida Lei flexibilizou o monopólio das atividades da indústria petrolífera, além de criar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável pelo exercício da regulação das atividades do setor. Ademais, essa mesma Lei introduziu três novas participações governamentais: bônus de assinatura, o pagamento pela ocupação ou retenção de área e a participação especial e ampliou a alíquota básica dos *royalties* de 5% para 10%. Essas mudanças promoveram um crescimento extraordinário das compensações financeiras pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo à União, estados e municípios brasileiros.

O debate acerca dos critérios de rateio da renda petrolífera se intensifica em fases de expressiva volatilidade dos preços internacionais do petróleo, levando à revisão da estrutura de cobrança de *royalties*. É provável, portanto, que uma nova revisão das estruturas de apropriação e repartição da renda petrolífera ocorra após o contrachoque de preços observado no final de 2008. Isto posto, esse estudo tem por objetivo principal fornecer elementos de resposta a seguinte questão: quais critérios devem presidir a repartição e o uso dos *royalties* entre governos federais, estaduais e locais?

O presente trabalho se divide em três capítulos mais uma conclusão. O primeiro capítulo visa fornecer o arcabouço teórico referente da gestão de rendas oriundas de recursos

naturais em países federativos. Posteriormente, o segundo capítulo apresenta a evolução da estrutura de participações governamentais brasileira, com foco na evolução do marco legal, marcada pela instituição da Lei 9.478/97, ou Lei do Petróleo. Em seguida, o capítulo três traz uma análise acerca da eficiência dos critérios de distribuição e repartição de *royalties* arrecadados no Brasil, utilizando como instrumento o Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (IFDM). Por fim, a última seção apresenta as principais conclusões.

CAPÍTULO I – O FEDERALISMO NA DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES

Este capítulo examina as características da indústria de recursos naturais, em especial os não-renováveis, dentro dos quais se encontra o petróleo. Os royalties, foco de análise deste trabalho, incidem sobre a renda petrolífera, por isso, também são apresentadas justificativas econômicas para a sua cobrança. Por fim, são levantados e discutidos alguns aspectos relevantes acerca da gestão da petrolífera em países federativos.

1.1 Especificidades da Indústria de Recursos Naturais

Para entender a dinâmica da gestão da renda advinda dos recursos naturais, em uma federação, é necessário conhecer as especificidades dessa indústria. Distintamente dos bens e serviços, os recursos naturais não são produzidos. Cada país ou região possui sua própria dotação de recursos naturais, que não pode ser modificada. Além disso, outro aspecto importante é a imobilidade das atividades de exploração e extração desses recursos, que restringem a operação ao local no qual o recurso natural é encontrado.

As dotações de recursos naturais variam por região e por tipo de recurso. Portanto, é provável que, em um mesmo país, diferentes regiões concentrem diferentes tipos de recursos naturais, o que poderia levar, em última instância, à equidade no que concerne as rendas extraídas desses recursos. Contudo, esse caso extremo é pouco verificado na prática, na qual uma mesma unidade federativa concentra regiões pobres e ricas em termos de recursos naturais. Além disso, os distintos tipos de recursos naturais impõem diferentes questões para uma federação, pois apresentam características e valor específicos no mercado.

O petróleo, do qual é derivada a arrecadação de *royalties*, objeto de estudo deste trabalho, é enquadrado em um grupo particular de recursos naturais: os recursos não-renováveis. Essa peculiaridade faz com que a dimensão temporal seja bastante relevante quando se trata da questão petrolífera. O caráter finito destes recursos, impõe que a exploração econômica dos mesmos no presente, signifique renúncia das gerações futuras aos benefícios gerados por esse recurso natural. A disponibilidade do petróleo é incerta tanto no que concerne ao seu volume, como no que concerne ao seu preço. Dentre o conjunto de riscos enfrentados na atividade petrolífera, estão os grandes investimentos necessários para que

sejam encontradas as jazidas de petróleo para futura exploração. Ademais, a volatilidade dos preços torna difícil a previsão das rendas que podem ser geradas por essa atividade. Outro aspecto é que o impacto na qualidade ambiental gerado pela exploração dos recursos naturais não pode ser desprezado. Por fim, é inevitável que haja consequências sociais para a população presente no local no qual se encontram os recursos naturais explorados.

Conclui-se que a indústria dos recursos naturais se difere da indústria de bens e serviços e traz a tona importantes e específicos desafios de política econômica. Logo, o estabelecimento da propriedade desses recursos e a gestão da renda oriunda dos mesmos emergem como aspectos cruciais para o direcionamento do desenvolvimento baseado nesses recursos. Essas questões se tornam mais latentes quando tratadas em um contexto de federalismo.

1.2 Rendas Diferenciais

A atividade de mineração, que inclui a extração de hidrocarbonetos, foco de estudo deste trabalho, propicia benefícios aos proprietários de recursos naturais não-renováveis na forma de uma renda auferida do desenvolvimento da atividade. Embora a teoria econômica tenha lidado com diferentes conceitos de renda ao longo de sua evolução, a noção de renda mineral apresenta peculiaridades que merecem aqui atenção especial, já que sua natureza está ligada, basicamente, à exauribilidade de sua fonte geradora.

Em termos clássicos, a renda pode ser definida como a parcela da receita total que excede o preço de oferta de todos os insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola, como o capital e o trabalho. Trata-se de um prêmio para o dono da terra pelo simples fato de ser proprietário de um recurso mais eficiente que a média, não havendo qualquer esforço adicional para obtê-la (Postali, 2002).

Em 1815, o economista David Ricardo estabeleceu o conceito de “renda da terra”, que se originaria devido aos diferentes níveis de produtividade das terras agrícolas. Segundo a teoria ricardiana, as terras marginais, menos férteis, é que determinariam o preço do produto agrícola. Com isso, os proprietários das terras mais férteis receberiam remunerações acima do custo de produção, que funcionariam como um prêmio por possuírem as mesmas.

A noção de renda está conseqüentemente ligada aos direitos de propriedade. Um agente econômico possui e/ ou reforça sua posição no mercado quando consegue se apropriar

de rendas econômicas. Dessa maneira, na medida em que as terras mais férteis estão presentes na natureza em quantidades limitadas, os produtores que se apropriassem das terras mais férteis, com maior produtividade e menores custos, aufeririam rendas extraordinárias.

As rendas que se originam em função de estruturas de custos diferentes entre produtores de um mesmo bem são chamadas de “rendas diferenciais”. Elas são derivadas de vantagem econômica de certas unidades de produção com relação a outras que operam na indústria, sendo todas indispensáveis à dinâmica da indústria ou “equilíbrio do mercado”.

Segundo Pinto Jr et al. (2007), as rendas diferenciais podem ser explicadas por diferentes fatores. Por isso, é usual classificá-las em:

- rendas de posição que diferenciam as jazidas segundo o grau de dificuldade de acesso (águas profundas ou terra, por exemplo);
- rendas de localização que se originam da maior ou menor proximidade geográfica das reservas com relação aos centros consumidores, as jazidas próximas desfrutando de uma vantagem comparativa;
- rendas de qualidade que se relacionam com atributos comerciais (rentabilidade) das reservas, a exemplo dos óleos leves de petróleo;
- rendas tecnológicas que se vinculam aos diferentes estágios de tecnologia empregados pelos diversos produtores, outorgando uma vantagem competitiva aos produtores que utilizam as tecnologias mais eficientes.

É possível estender o conceito de renda ricardiana, ou renda diferencial para a propriedade dos recursos minerais, que, assim como as terras férteis, aparecem em quantidade fixa na natureza. Sendo assim, o desenvolvimento econômico exigiria a exploração cada vez maior de jazidas com menor produtividade e mais dificuldade de acesso, o que beneficiaria os proprietários das jazidas com os menores custos de produção.

Tendo isso em vista, o que basicamente diferencia a renda econômica da renda mineral é o componente intertemporal, devido a condição de disponibilidade finita do recurso, que gera um custo de oportunidade, dado que a utilização das reservas reduz a disponibilidade do recurso para gerações futuras.

O conceito de renda diferencial é chave para entender a heterogeneidade das condições de produção na indústria petrolífera e a sua própria dinâmica, pois são as possibilidades de geração de altas rendas diferenciais que justificam as disputas geopolíticas mundiais e locais pelo acesso e controle de regiões que dispõem as melhores reservas.

1.2.1 Regra de Hottelling

A formulação básica da Economia dos Recursos Naturais, originária da proposição de Harold Hottelling, em seu artigo de 1931 “The Economics of Exhaustible Resources”, parte do entendimento que, uma vez que o estoque de recurso natural pode ser extraído hoje, ou preservado para a extração futura, a questão da utilização dos recursos naturais torna-se um problema de alocação intertemporal de sua extração (Hottelling, 1931).

O caráter finito do petróleo implica a impossibilidade de extração futura desse recurso, fazendo com que exista um custo de oportunidade na extração do mesmo, dado que, diante da sua finitude, existiria uma tendência de elevação do seu preço com o passar do tempo.

Tendo isso em vista, Hottelling concebeu uma regra econômica, visando determinar o ritmo ótimo de produção de um recurso mineral não renovável, considerando a disponibilidade de recursos, a curva de demanda pelo produto mineral e o custo de produção. Ainda segundo Hottelling, dadas estas variáveis, o preço de um recurso mineral deve evoluir de acordo com a taxa de juros, refletindo o custo de oportunidade do capital mobilizado para produção.

Numa situação de concorrência perfeita, os produtores privados são indiferentes entre produzir uma dada quantidade de óleo hoje e receber o preço \$X ou produzir a mesma quantidade no futuro e receber \$Y, desde que a diferença entre \$Y e \$X corresponda ao que receberia o produtor caso coloque no banco hoje \$X e receba \$Y no futuro. (Pinto Jr et al., 2007, p.104)

Hottelling pressupunha que caso os produtores soubessem que os preços tenderiam a evoluir menos rapidamente que a taxa de juros, eles teriam incentivos para produzir mais rapidamente, maximizando o retorno econômico associado a essa produção. No caso oposto, supondo que os produtores soubessem que preço subiria mais rapidamente que a taxa de juros, os incentivos seriam no sentido de retardar a velocidade da produção.

No entanto, esse argumento recebeu críticas por não ser compatível com a realidade da indústria petrolífera, na qual os preços reais observados do petróleo não sofreram aumentos significativos ao longo da história. Além disso, esses mesmos preços apresentam alta volatilidade o que dificulta o estabelecimento de expectativas que embasem as decisões dos produtores de monetizar suas reservas. Contudo, segundo Pinto Jr. et al. (2007), as críticas a esse modelo resultaram na desconsideração de aspectos muito relevantes para a economia dos recursos naturais.

Hottelling coloca que o preço do mineral varia no decorrer do tempo entre um valor mínimo, que não pode ser inferior ao custo de produção, e um valor máximo, que seria aquele que viabilizaria as tecnologias alternativas. O nível da produção seria determinado por esse intervalo de preços e pelas características da curva de demanda pelo recurso mineral.

Logo, Hotelling defende que a quantidade total do recurso mineral efetivamente consumida ao longo do tempo dependerá do custo de produção deste recurso, do preço que viabiliza as tecnologias alternativas, que por sua vez está associado à característica da demanda. Sendo assim, se os custos de produção do mineral se reduzirem em função do progresso tecnológico, a quantidade total de recursos recuperáveis aumentará. Por outro lado, se o preço que viabiliza a tecnologia alternativa cair, menos recursos serão produzidos e consumidos. Dessa forma, a teoria de Hotelling ajuda a explicar, com base na ciência econômica, a noção de substituição do petróleo por outro bem ou tecnologia a níveis de preço muito altos.

A importância da teoria econômica dos recursos naturais consiste, portanto, em considerar o caráter finito de um recurso como um dos componentes responsáveis pela formação de sua renda. A concepção de que a extração de um recurso natural no presente impossibilita o usufruto dos benefícios deste recurso por gerações futuras, levanta o debate acerca de questões como justiça intergeracional e equidade. É preciso que essa renda mineral gerada seja aplicada de maneira a promover uma diversificação da base econômica produtiva das regiões atingidas pelas atividades extrativas dos seus recursos naturais, a fim de disponibilizar às gerações futuras, uma fonte de renda alternativa, quando ocorrer a exaustão do recurso.

1.3 Justificativas Econômicas para a Cobrança dos Royalties

Diferentes países federativos, ou mesmo diferentes estruturas tributárias em um mesmo país, aplicaram e aplicam o royalty sobre a exploração de recursos minerais para atender a objetivos específicos. Dessa forma, o royalty não pode ser encarado como um instrumento padronizado.

Por isso, tanto a apresentação das justificativas econômicas para a cobrança dos *royalties*, quanto a sua discussão, representam um desafio de extrema complexidade, que não será abordado profundamente no escopo deste trabalho. Entretanto, como esse trabalho tem por objetivo principal a realização de uma análise sobre os critérios de distribuição dos *royalties* é necessário, como ponto de partida, definir os papéis atribuídos a este instrumento. São eles: (i) utilização como instrumento de captura de rendas extraordinárias, (ii) compensação pela alienação de um patrimônio, (iii) mecanismo de internalização de externalidades, (iv) como recurso compensatório dos impactos territoriais e (v) promoção de justiça intergeracional.

(i) O Royalty como Instrumento de Captura de Rendas Extraordinárias

Com o objetivo de capturar rendas diferenciais em benefício de toda a sociedade, David Ricardo afirmava que a utilização da água retirada dos poços deveria ser tributada. Por se tratar de um recurso hídrico subterrâneo cujo limite era indefinido, este deveria ser de propriedade do Estado, portanto, do Rei, de onde, provavelmente, originou-se a associação com o vocábulo royal (Schiozer, 2002).

Seguindo essa lógica, a tributação incidente sobre a atividade petrolífera teria sido concebida com objetivo de permitir ao Estado apropriar-se das rendas diferenciais que alguns produtores têm em razão dos menores custos, por estarem bem situados e possuírem as melhores reservas. O objetivo seria essencialmente fiscal, ou seja, capturar as rendas excedentes para benefício da sociedade como um todo.

Ademais, a indústria petrolífera se caracteriza por ser uma indústria capital-intensiva, cujos investimentos são elevados e com longo prazo de maturação, além de apresentar fortes barreiras à entrada que podem ser institucionais (como, por exemplo, direitos de propriedade mineral e monopólios de empresas estatais) ou econômicas (economias de escala). Logo, essa indústria possui um alto risco associado à atividade de exploração, do custo fixo inicial e da indivisibilidade dos investimentos, o que dificulta a entrada de novos concorrentes.

Esses aspectos, aliados a finitude do recurso, permitem a geração de significativas rendas extraordinárias. Nesse sentido, assumindo que a apropriação dessas rendas é possível, os *royalties* poderiam ser cobrados para captar essas rendas para o poder público, visando sua posterior aplicação em políticas de incremento do bem estar social.

Vale ressaltar que apesar de ser possível associar o royalty com a função de captura de ganhos extraordinários, as participações especiais cumprem mais diretamente este objetivo, pois, claramente, funcionam como um imposto adicional sobre os lucros excepcionais advindos da exploração de jazidas com elevados patamares de produção, como será visto no capítulo seguinte.

(ii) Royalty como Fundo de Compensação pela Alienação de um Patrimônio

Nessa visão, o royalty seria encarado como um direito de exploração sobre uma riqueza acumulada pela natureza, posteriormente apropriada como propriedade privada pelo homem.

Quando visto como um direito do proprietário do recurso mineral, o royalty teria como finalidade única compensá-lo pelas perdas decorrentes da exploração, caso essa fosse promovida por um terceiro.

Dessa maneira, tendo em vista a hipótese da propriedade da jazida ser da União, não haveria razão para o pagamento de *royalties* às esferas subnacionais. Entretanto, no caso do Brasil, em que a União é proprietária dos recursos naturais (Artigo 176, da Constituição Federal), e as receitas arrecadadas com os *royalties* são distribuídas entre um grupo específico que inclui apenas alguns entes federados, pressupõe-se que o uso dado a este instrumento não se limita ao aspecto compensatório.

(iii) O Royalty como Mecanismo de Internalização de Externalidades

Outra maneira de justificar a cobrança dos *royalties* é vinculá-la a sua propriedade de internalizar os custos sociais ligados à atividade petrolífera. Isso porque, a extração do petróleo e o consumo dos seus derivados geram degradações ambientais que demandam despesas de manutenção de equipamentos públicos que recaem sobre o conjunto da sociedade.

As externalidades mais relevantes geradas pela economia do petróleo são as emissões de gases poluentes. Nesse caso, caberia, por exemplo, uma compensação pelos danos causados pela poluição, que pode ser efetivada tanto pela criação de um tributo quanto pela destinação dos *royalties* para a aplicação de políticas ambientais.

(iv) O Royalty como Recurso Compensatório dos Impactos Territoriais

Como já pontuado, os recursos naturais, no Brasil, são propriedade da União, logo não haveria razão para que os estados e municípios recebessem compensações financeiras pela atividade petrolífera. Porém, a ocorrência de um impacto territorial nas áreas de produção de petróleo poderia justificar a aplicação de parte desses recursos nessas áreas.

A organização do espaço regional das regiões produtoras de petróleo é significativamente afetada pela introdução dessa atividade. A indústria petrolífera gera uma elevação no nível de renda, bem como um aumento do número de empregos. Ademais, a tendência é q a indústria petrolífera, e para-petrolífera, atraia mão-de-obra para essas regiões, o que faz com que ocorra um aumento na demanda por serviços públicos e infra-estrutura. Vale ressaltar que muitas vezes a mão-de-obra que migra para as regiões produtoras de petróleo não atende às qualificações exigidas por essa indústria, mas se instala nessas áreas mesmo sem conseguir emprego, o que pressiona os governos locais a atender as necessidades desses indivíduos. Contudo, não é exatamente o adensamento urbano em si mesmo que justifica a cobrança dos *royalties*, mas sim o caráter finito desse adensamento.

“Sobre o território que atende à produção petrolífera são imobilizados capitais cuja função deixa de existir quando do esgotamento do petróleo. São estruturas industriais, equipamentos de infra-estrutura terrestre e portuária, escritórios de serviços, que se cristalizam nessas regiões e que, muitas vezes, podem responder pela dinâmica de crescimento local ou regional. É somente a qualidade finita desses impactos territoriais, e não sua magnitude, que pode justificar a necessidade crucial de aplicação de parte dos recursos de *royalties* nas regiões produtoras.” (LEAL E SERRA, 2003, p. 170)

(v) O Royalty como Instrumento de Promoção de Políticas de Justiça Intergeracional

Como já elucidado anteriormente, a renda de Hottelling seria uma compensação ao proprietário pela redução do valor de sua jazida, devido a sua exploração, o que tornaria esse recurso indisponível no futuro. Ou seja, o caráter finito do petróleo faz com que a exploração econômica desse recurso, hoje, imponha uma renúncia às gerações futuras na sua utilização. Essa visão incorpora a dimensão temporal na análise, trazendo a tona um dilema ético, no que concerne às decisões do ritmo de extração dos recursos não renováveis. Sendo assim, o montante arrecadado com o pagamento dos *royalties* deve ser utilizado como instrumento de

ressarcimento das gerações posteriores, sendo aplicado em prol do desenvolvimento econômico e do bem estar social.

A promoção destas compensações às gerações futuras deve ocorrer tanto em escala nacional, como também por estados e municípios. Para isso, o governo federal deve administrar esses recursos de forma a implantar projetos de desenvolvimento econômico e de melhoria do bem estar social, como, por exemplo, o investimento no desenvolvimento de fontes alternativas de energia que reduzam a dependência do petróleo.

No âmbito local, a justiça intergeracional seria alcançada pela diversificação produtiva que, de alguma maneira, minimizaria os efeitos depressivos que podem ocorrer em regiões petrolíferas no momento em que as jazidas de petróleo e gás natural tornarem-se técnica e economicamente inviáveis de serem exploradas.

Tendo isso em vista, duas questões centrais direcionam a aplicação destes recursos. A primeira é referente à temporalidade da aplicação dos mesmos, ou seja, quanto deve ser aplicado hoje e quanto deve ser poupado para o futuro. A segunda diz respeito às prioridades para aplicação destes recursos.

1.4 Propriedade Federal versus Propriedade Estatal dos Recursos Naturais

A distribuição geográfica assimétrica das reservas de petróleo na federação gera tensões em torno do papel exercido pela esfera central e pelas esferas locais na administração da renda petrolífera. Essa questão traz à tona enormes desafios na gestão dos recursos naturais, em um sistema federativo, para lidar com grandes e assimétricas concentrações destes recursos em um número limitado de regiões. Visando solucionar esse embate e aumentar a eficiência da utilização da renda petrolífera, os países adotam regimes de gestão e repartição dessa renda com diferentes graus de centralização.

A alta rentabilidade da exploração petrolífera, principalmente em cenários de altos preços do petróleo, aliada à imobilidade deste recurso natural, pode acarretar em incentivos agressivos aos investimentos nas regiões petrolíferas, em detrimento de outros setores e regiões no resto do país. Além disso, o impacto econômico gerado pela atividade petrolífera atrai população de outras regiões, através de processos migratórios, o que causa um aumento da população nas regiões produtoras de petróleo, em detrimento das outras. Como consequência, a demanda por bens e serviços em ambas as regiões também tende a mudar.

Tendo em vista que a migração é tipicamente realizada por pessoas com boas condições de saúde e em idade ativa de trabalho, é esperado que a demanda por serviços públicos per capita se reduza nas regiões petrolíferas, ao passo que, por outro lado, é esperado um aumento dessa demanda nas regiões da onde partem os fluxos migratórios. Contudo, como visto anteriormente, em alguns casos os trabalhos migrantes não atendes as qualificações requeridas pela indústria petrolífera e, ao se instalar desempregados na região produtora, elevam a demanda por bens e serviços públicos.

Quando a propriedade dos recursos é descentralizada, isso implica que as receitas são revertidas de forma direta para esferas sub-nacionais, o que exacerba as discrepâncias de benefício fiscal líquido já causadas pelo impacto da atividade petrolífera na região, podendo fazer com que as regiões petrolíferas tenham uma capacidade fiscal maior, inclusive, do que regiões industrialmente mais avançadas.

Esse excesso de receita gerado pela atividade petrolífera pode induzir efeitos muito rápidos de crescimento local, com pouca poupança dos recursos petrolíferos. Esse crescimento pode ser gerado com fortes investimentos na atração de indústrias, as quais não se instalariam nas regiões petrolíferas por vantagens comparativas, e apenas o fazem pelo próprio fato destas serem portadoras de tal recurso natural. A mudança das atividades das regiões não petrolíferas para as detentoras de petróleo provavelmente fará com que haja discrepâncias na capacidade dos estados em oferecer níveis de serviços públicos comparáveis ao mesmo nível de tributação.

A princípio, esse desequilíbrio, chamado desequilíbrio horizontal, poderia ser corrigido com a redistribuição de parte dos recursos petrolíferos. Entretanto, a administração local dos mesmos dificulta o estabelecimento de acordos que sejam compatíveis com as necessidades do país. Com influência reduzida do governo central, não é de se esperar que os governos locais levem em conta as necessidades de outras unidades da federação ao aplicar os recursos da renda petrolífera, o que resultaria em surgimento ou agravamento de fortes assimetrias de desenvolvimento econômico entre as unidades da federação.

Portanto, é esperado que o desenvolvimento da região petrolífera calcado na disparidade de capacidade gerada pela propriedade dos recursos naturais não seja eficiente, na medida em que tende a ser um desenvolvimento baseado apenas em interesses próprios do estado em questão.

Outro aspecto relevante é que, no caso de recursos não renováveis, as receitas estão vinculadas à natureza temporária dos mesmos. Isto significa que as perspectivas de médio e longo prazo das políticas que envolvem a aplicação desses recursos são cruciais. Políticas como essas podem ser mais difíceis de alcançar em um cenário de gestão descentralizada, dado que seria necessário haver coordenação entre as decisões das esferas central e local, cujos objetivos nem sempre são convergentes.

Sendo assim, projetos que tenham como meta o desenvolvimento econômico a partir de rendas petrolíferas podem ter como obstáculo a própria estrutura de repartição e distribuição dessa renda. Isso porque, dado que estes projetos possuem caráter nacional, conseqüentemente demandam uma gestão centralizada de recursos, na medida em que somente a esfera federal seria capaz de canalizá-los adequadamente para os setores e destinatários prioritários. Vale lembrar que as regiões que concentram a exploração e produção de petróleo não são, necessariamente, as que apresentam maior necessidade de desenvolvimento econômico e social.

Ademais, a grande volatilidade dos preços do petróleo gera uma dificuldade de administração de caixa, com alternância entre períodos de forte crescimento de receita e períodos de forte retração. Em casos de aumento não esperado da renda petrolífera, o excesso de recursos não previstos na elaboração do orçamento pode resultar em má aplicação dos mesmos ou até mesmo em corrupção. Pode haver, por exemplo, um elevado número de investimentos nos períodos de expansão da renda petrolífera, seguido de paralisação de obras com a queda do preço. Tendo isso em vista, vale notar que a União é mais habilitada para lidar com a volatilidade dos preços, na medida em que possui uma economia mais diversificada e tende a ser menos dependente das receitas do petróleo do que as esferas sub-nacionais.

Portanto, conclui-se pelos argumentos apresentados que a expansão do controle federal sobre as modalidades de aplicação dos recursos oriundos da renda petrolífera aparentemente tornaria possível uma gestão mais eficiente dos mesmos, posto que só este setor possui uma visão ampla sobre as necessidades e problemas nacionais.

1.4.1 Desequilíbrio Vertical e Desequilíbrio Horizontal

Como visto anteriormente, o desequilíbrio fiscal é um dos maiores problemas encontrados no âmbito da gestão dos recursos naturais em países federativos. Problema esse

que é agravado quando os recursos naturais são de propriedade das esferas subnacionais. Os desequilíbrios fiscais possuem duas dimensões interdependentes: o desequilíbrio vertical e o desequilíbrio horizontal.

O desequilíbrio vertical emerge devido ao fato de que os governos locais e o governo federal estão, simultaneamente, tomando decisões que os afetam um ao outro. O governo central decide o quanto deseja incrementar suas receitas, o seu patamar de gastos e o nível de transferências que realizará para os estados. De outro lado, os estados realizam seus próprios planos de como incrementar suas receitas e acerca do fornecimento de bens públicos e serviços.

Dado que existem níveis ideais de despesas para as duas esferas de poder e, dada a forma como o espaço fiscal é partilhado por elas, o desequilíbrio vertical se instaura quando o nível das transferências não é adequado para que os estados equilibrem seu orçamento. Vale notar que a existência ou não de desequilíbrio vertical está relacionada a definição de níveis ideais de despesa, bem como a adequada repartição de receitas entre eles, o que torna esse conceito frágil, pela subjetividade nele implícito.

O caso do desequilíbrio horizontal é menos subjetivo. Ele se dá quando diferentes estados pertencentes a uma mesma federação apresentam capacidades fiscais distintos. Em outras palavras, quando estes estados apresentam diferentes capacidades de prover bens e serviços públicos à mesma carga de impostos. O problema que se apresenta aqui é referente ao estabelecimento de níveis de fornecimento de bens e serviços públicos e as formas de tributação que devem ser incluídas na análise.

Além disso, poderia se questionar se todas essas discrepâncias encontradas devem ser eliminadas, tendo em vista o fato de que os estados de uma mesma federação podem se diferenciar em termos de geografia, história, língua, cultura ou religião.

O debate acerca de desequilíbrios horizontais e verticais é particularmente importante quando se considera a indústria petrolífera e seus rendimentos extraordinários, especialmente em tempos de alta nos preços internacionais do petróleo. Qualquer sistema de equalização a partir de transferências ou redistribuição de recursos realizada pelo governo federal, buscando eliminar as discrepâncias na capacidade fiscal entre os estados, exige um reequilíbrio vertical das receitas. E isso acarretaria em mudanças no equilíbrio horizontal, ratificando a interdependência entre as duas dimensões.

1.5 Conclusão do Capítulo

A indústria dos recursos naturais, em especial os não-renováveis, apresenta especificidades técnico-econômicas que a fazem geradoras de significativas rendas extraordinárias. Portanto, a abundância de petróleo é um fator potencial de geração de riqueza. O caráter finito desse recurso torna crucial o regime fiscal que incide sobre a sua produção e os efeitos gerados pela mesma sobre a economia como um todo. A forma como as rendas petrolíferas são distribuídas e direcionadas é determinante na condução do desenvolvimento local e nacional. Nos países organizados como repúblicas federativas essa questão está sempre em pauta e se revela especialmente importante devido à distribuição geográfica assimétrica desses recursos naturais dentro da federação. O resultado é que a disputa por essa renda se traduz num permanente embate político entre governos federais, estaduais/provinciais e locais.

Analisando as vantagens e desvantagens dos diferentes graus de centralização na gestão dos recursos petrolíferos, concluiu-se que a expansão do controle federal sobre as modalidades de aplicação desses recursos emerge como a opção mais adequada, na medida em que aparentemente tornaria possível uma gestão mais eficiente dos mesmos, posto que só a esfera federal possui uma visão ampla sobre as necessidades e problemas nacionais, podendo implantar políticas de desenvolvimento que tenham em vista a promoção de justiça intergeracional..

CAPÍTULO II - A Evolução da Estrutura de Participações Governamentais no Brasil: Impactos sobre o Volume e a Distribuição Espacial

Neste capítulo é apresentada uma breve análise da evolução da legislação referente às participações governamentais no Brasil, bem como a lógica de funcionamento de cada uma delas, em especial, dos *royalties*. Além disso, examina-se em que medida as mudanças instituídas com a Lei do Petróleo afetaram suas arrecadações e, por fim, é discutida a ausência de direcionamento para esses recursos arrecadados.

II.1 - Evolução do Marco Legal das Participações Governamentais no Brasil (anteriores à Lei 9.478/97)

O pagamento de tributos sobre a renda petrolífera no Brasil foi estabelecido pela primeira vez na Lei nº. 2.004, de 03 de outubro de 1953, junto à lei de criação da Petrobras. Em seu artigo 27, determinava o pagamento de 4% aos Estados e 1% aos Municípios sobre toda a produção terrestre de petróleo e gás natural em seus territórios. Essa mesma lei estabeleceu o monopólio dessa empresa sobre as atividades de lavra, refino, comércio e transporte do petróleo, proveniente de poço ou de xisto, e seus derivados, bem como de quaisquer atividades correlatas. Ainda regulando o setor petrolífero, a Lei 2.004/53 definiu como inalienáveis os direitos relativos as concessões e autorizações referentes às jazidas de petróleo, refinarias e oleodutos que a Petrobrás viesse a receber da União.

Posteriormente, A Lei nº. 7.453, de 27 de dezembro de 1985, foi a primeira a incluir o pagamento de tributos para a produção no mar. A seguinte distribuição dos *royalties* foi utilizada: 1,5% para os Estados, 1,5% aos Municípios dos poços produtores e pertencentes às áreas geo-econômicas dos municípios produtores, 1% ao Ministério da Marinha e 1% para um fundo especial, e distribuídos aos Estados e Municípios da Federação. Um ponto relevante dessa Lei foi a introdução do conceito de área geo-econômica¹, que faz com que o município receba *royalties* mesmo quando a extração não se dá em seu solo.

Com a Lei nº. 7.525, de 29 de agosto de 1986, especificou-se os critérios para definição de área geoeconômica, que consistiria em: i) municípios vizinhos (aos municípios confrontantes aos poços); ii) municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos; iii) municípios com instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e

escoamento de petróleo e gás natural, e/ou instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

Em 28 de dezembro de 1989, a Lei nº. 7.990 (regulamentada posteriormente pelo Decreto nº. 01 de 11 de janeiro de 1991) apresentou a nova distribuição dos tributos, no qual introduziu o percentual de 0,5% aos Municípios nos quais ocorram embarque e desembarque do petróleo e gás natural. Para isso, reduziu-se de 4% para 3,5% o percentual dos Estados quando fosse extraído em terra, e de 1% para 0,5% do fundo especial, quando fosse extraído na plataforma continental.

II.2 A Reforma Institucional do Setor Petrolífero Brasileiro e as Mudanças Instituídas com a Lei n.º 9.478/97

Segundo Postali (2002), em relação à indústria petrolífera brasileira, historicamente, o governo federal desenvolveu uma estratégia nacionalista (apoiada no pressuposto de que as riquezas do subsolo constituem propriedade da União), visando à apropriação dos benefícios econômicos do petróleo e do gás natural. Tal estratégia foi baseada no monopólio das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil, com o objetivo de abastecer o mercado interno e garantir os interesses do país.

Como já dito anteriormente, através da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, foi criada a Petrobras e estabelecido o monopólio estatal sobre as atividades petrolíferas. Esse processo se deu devido à mobilização de diversos segmentos da sociedade e às crises geradas pela escassez do petróleo na década de 1950.

Somente a partir da promulgação da Emenda Constitucional nº 9/95, que alterou o artigo 177 da Constituição Brasileira, foi permitida a participação de empresas privadas nas atividades de exploração e produção (E&P), quebrando o monopólio até então detido pela União.

A partir daí, até a reforma petrolífera da segunda metade dos anos 1990, a trajetória de crescimento bem sucedida da indústria, liderada pela estatal Petrobras, situou o Brasil como uma das mais expressivas economias de crescimento rápido do século XX, projetando o país

¹ Por área geo-econômica entende-se como área que sofre os impactos da indústria do petróleo, seja por localização geográfica, seja por importância econômica.

como uma das fronteiras mais promissoras de desenvolvimento da indústria mundial de petróleo.

A longo prazo, a reforma da IBH buscou atender a três objetivos gerais associados com as dimensões de eficiência econômica produtiva, alocativa e distributiva.

O primeiro, de cunho setorial, porém de significativas implicações sistêmicas para o desempenho da economia brasileira, consistiu na expectativa de redução dos custos nos vários segmentos de atividades da indústria de petróleo e de gás natural (exploração/desenvolvimento/produção, refino, transporte, distribuição e revenda).

O segundo era estimular o nível de investimentos na indústria do petróleo, a partir da redução das barreiras institucionais, gerando, conseqüentemente, a participação de novos operadores no upstream e no downstream.

Enfim, o terceiro residuiu no aumento significativo do fluxo de receitas fiscais, devido ao aumento de arrecadação de tributos esperado com a entrada dos novos operadores e o aumento da produção nacional.

Portanto, a nova legislação petrolífera brasileira, marcada pela promulgação da Lei nº 9.478/97, ou Lei do Petróleo, foi fruto da evolução da indústria petrolífera no país e do crescimento gradativo da sua importância, tanto para o mercado interno, quanto para o mercado internacional. Ela consagrou uma abertura gradual, ao combinar a titularidade dos direitos de propriedade da União sobre os recursos em hidrocarbonetos e a manutenção do estatuto de empresa mista da Petrobras, com a propriedade majoritária da União, preservando também sua estrutura vertical e sua capacidade operacional. Essa Lei ratificou os direitos de propriedade da estatal nas áreas de produção em que estava operando, e sobre seus ativos de refino, equipamentos e infra-estrutura de transporte e armazenagem. Porém, seguindo o objetivo de criar um novo padrão de organização industrial, estabeleceu o livre acesso a terceiros nos ativos de transporte e armazenagem da estatal. Além disso, a Petrobras, que até então detinha o monopólio estatal, passou a receber o mesmo tratamento previsto para as demais empresas privadas nos processos de licitação dos blocos exploratórios, exceto em situações de empate, nas quais tem prioridade e se consolida como vencedora.

Neste contexto, a Lei do Petróleo consolida o novo cenário institucional da indústria de petróleo no Brasil, estabelecendo as diretrizes para a sua regulação. Este marco regulatório

objetivou estimular a concorrência, atrair investimentos na produção de energia e regulamentar as participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural.

A regulação desta indústria foi então atribuída à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), entidade reguladora federal também estabelecida no âmbito da Lei do Petróleo, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a qual foi incumbida de realizar as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrar os contratos delas decorrentes e fiscalizar a sua execução.

Essa agência tem o papel de regulamentar e regular a atuação de todos os agentes operadores, inclusive a da estatal Petrobras, no mercado brasileiro de petróleo e de gás natural. À ANP cabe zelar pela proteção dos interesses dos consumidores quanto à preço, qualidade e oferta adequada dos produtos, através da regulação das distintas atividades das cadeias de valor das indústrias de petróleo e gás natural.

Segundo este novo modelo, o Estado passa a desempenhar a função de regulador, transferindo as atividades de exploração e produção às empresas privadas através de contratos de concessão celebrados com a ANP.

Em suma, com a promulgação da Lei do Petróleo, foi estabelecido que os direitos de prospecção e produção de gás natural no território brasileiro continuariam pertencendo à União Federal, cabendo à ANP a sua administração, mediante concessões a empresas públicas ou privadas. Cabe notar que a reforma não introduziu restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia, permitindo que qualquer agente participe na propriedade de empresas nos diferentes segmentos do setor energético. Entretanto, é exigido que as atividades de produção e transporte sejam realizadas por empresas juridicamente distintas.

Apesar de suas inúmeras missões, é inegável que uma das principais atuações da ANP tem sido a organização do processo de entrada de novas empresas no segmento upstream. Através do mecanismo de leilão de blocos exploratórios, o processo de abertura foi muito bem sucedido, devido, sobretudo, ao número de participantes interessados e à arrecadação de Bônus de Assinatura.

Os principais resultados destes leilões indicaram a confirmação da liderança da Petrobras, que arrematou a maior parte da oferta de blocos, devido à experiência geológica das bacias sedimentares brasileiras.

Os resultados demonstram, efetivamente, que o monopólio da exploração e produção foi quebrado. Neste segmento de atividade, durante mais de quarenta anos, apenas a Petrobras operou programas de investimento de exploração e produção. Os leilões permitiram a entrada de novos operadores, atraindo a participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras para o setor petrolífero nacional.

Mesmo com o aumento do número de empresas operadoras, a Petrobras prosseguiu sendo a principal empresa do setor e a principal vencedora de todas as rodadas de licitação. É importante notar que muitos blocos envolveram parcerias e consórcios das empresas entrantes com a Petrobras. A necessidade de compartilhar riscos e, principalmente, a competência tecnológica requerida pelo esforço exploratório em áreas *offshore* de fronteira, são fatores que impulsionaram as estratégias de cooperação entre as companhias internacionais e a Petrobras na reestruturação do upstream brasileiro. Estas estratégias marcaram o ingresso de grandes grupos petrolíferos globais e a internacionalização do segmento upstream no Brasil, mostrando que o engajamento da Petrobras foi fundamental para o sucesso da reestruturação deste segmento.

Revelou-se que, na análise estratégica das companhias, para participar do leilão é necessário oferecer pagamentos de bônus elevados a fim de superar o maior conhecimento geológico da Petrobras sobre as bacias sedimentares.

A Oitava Rodada, realizada em novembro de 2006, foi suspensa por decisão judicial antes que tivessem sido leiloados todos os blocos previstos. Recentemente, a 08 de novembro de 2007, foi editada a Resolução CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) nº 6, a qual determinou ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à ANP a adoção das providências necessárias para a conclusão desta Oitava Rodada de Licitações, considerando o seu foco em gás natural e óleo leve.

Em 27 de novembro de 2007, a ANP realizou a Nona Rodada, que ofertou blocos de exploração em águas profundas, águas rasas e terra, em áreas classificadas como de elevado potencial, novas fronteiras e bacias maduras. A área ofertada incluiu 9 (nove) bacias sedimentares. Este último leilão superou o recorde de arrecadação até então obtido e

arrecadou, com os Bônus de Assinatura da venda de 117 blocos (de 271 oferecidos), um total de R\$ 2,1 bilhões.

Em que pese o sucesso alcançado pela Nona Rodada, a retirada do edital, às vésperas do leilão, de 41 blocos exploratórios situados na camada "pré-sal", com grande potencial de reservas, decidida no início de novembro pelo CNPE, gerou contestações e incertezas acerca da estabilidade das regras e de qual modelo exploratório deverá de fato predominar no Brasil a partir deste episódio.

Isso porque, neste período foi anunciada pela Petrobras uma nova descoberta na Bacia de Santos, na área de Tupi, de petróleo tipo leve (28° API), estimado em cerca de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural, podendo, segundo especialistas, significar um incremento de 50% nas atuais reservas brasileiras.

A esse anúncio seguiu-se a decisão de retirada dos referidos blocos do leilão, em razão dos mesmos estarem localizados em áreas próximas à da descoberta e que, por isso, teriam grande probabilidade de também apresentarem petróleo de alta qualidade.

Tal fato comprometeu a participação das grandes empresas mundiais do setor que, mesmo estando habilitadas, não participaram da disputa, entre elas: Exxon Mobil, Chevron, Shell, BP, BG, Eni e Repsol.

A mudança das regras, principalmente às vésperas da licitação, não é desejável, pois afeta a confiança dos investidores no mecanismo e levantou dúvidas sobre se o real objetivo do governo com a retirada dos blocos seria a preservação das reservas de alto potencial para serem apropriadas futuramente pela Petrobras, o que, em se tratando de uma empresa de capital misto, privilegiaria os acionistas privados e não somente o governo, acionista majoritário.

Apesar da forte participação de empresas nacionais e outras estrangeiras na disputa por áreas indicar, de certa maneira, um fortalecimento do modelo existente, o que se observa, na realidade, é a volta ao debate em torno do qual questiona-se este modelo, baseado em concessões públicas e ofertadas por meio de leilão.

Como se pode inferir do recente episódio, foi posta em xeque a permanência do modelo atual como parte do arcabouço regulatório brasileiro. As novas regras podem vir a significar exclusividade ou preferência à estatal petrolífera, mediante a adoção de um novo

modelo exploratório baseado, por exemplo, em contratos de partilha de produção entre o governo e a empresa operadora, ou ainda, de outro modo, pode significar a criação de um modelo no qual as empresas privadas seriam apenas prestadoras de serviço.

A 10ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural foi realizada no dia 18 de dezembro de 2008, no Rio de Janeiro. Foram ofertados 130 blocos localizados em bacias terrestres. Este leilão alcançou o objetivo de atrair empresas de pequenos e médios porte.

Dezessete empresas foram vencedoras, das quais onze brasileiras e seis estrangeiras. Foram concedidos 54 blocos e a 10ª Rodada de Licitações movimentou cerca de R\$ 700 milhões. O valor superou as expectativas para uma rodada sem oferta de blocos marítimos.

Vale ressaltar também, que além da organização dos leilões de blocos exploratórios, uma das atribuições mais relevantes da ANP foi a de estruturar um novo regime de tributação incidente na renda oriunda do petróleo. O caput do Art. 45 da lei 9.478 postula que:

O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - *royalties*;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Dessas quatro participações, três foram introduzidas pela Lei do Petróleo: o bônus de assinatura, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Os *royalties* já eram cobrados anteriormente.

II.2.1 Bônus de Assinatura e Pagamento pela Retenção de Área

O bônus de assinatura consiste no pagamento único realizado pela empresa vencedora da licitação no ato do contrato de concessão. A ANP é a única beneficiária de sua arrecadação e o seu valor mínimo é estabelecido pela mesma no edital de licitação. A incerteza existente

com relação à capacidade de produção do campo *ex ante*, faz com que haja a possibilidade de um campo mais produtivo receber uma alíquota média menor do que um campo menos rentável. A arrecadação do Bônus de assinatura foi de R\$ 89 milhões de reais em 2008.

O pagamento pela ocupação ou retenção de área também tem como única beneficiária a ANP, “consignada no seu orçamento aprovado, destinando-se o excedente ao Tesouro Nacional” (ANP, 2001). Essa participação governamental funciona como um fator inibidor para que a área não fique retida sem ser explorada. Isso porque, caso o concessionário decida não produzir na área em questão, ele estará isento do pagamento dos *royalties* e da participação especial, que estão vinculadas ao volume produzido, assim como do bônus de assinatura, que é pago no momento da assinatura do contrato de concessão. Logo, na ausência desse pagamento pela ocupação ou retenção de área, o concessionário poderia decidir não produzir durante seu período de vigência. Tendo a obrigação de seu pagamento, ele pode devolver o bloco, que poderá ser novamente licitado. O total arrecadado com o pagamento pela retenção de área foi de R\$ 139 milhões em 2008.

II.2.2 Participação Especial

A participação especial é assim denominada, pois sua cobrança incide apenas em casos “especiais”, ou seja, não é cobrada em todos os campos produtores, mas somente naqueles que possuem grande volume de produção ou grande rentabilidade, conceitos estes definidos no Decreto 2.075/1998.

Além disso, a PE também se diferencia dos *royalties* por ser cobrada trimestralmente, (enquanto a cobrança dos *royalties* se dá de forma mensal) e por basear-se em um sistema de alíquotas progressivas (isenção de 10%, 20%, 30%, 35% e 40%) que incidem sobre a receita líquida da produção trimestral do campo, considerando sua localização, tempo de operação e o volume de produção fiscalizada no trimestre.

Há alíquotas diferentes para os quatro primeiros anos de produção. A tributação sobe a cada ano no início da exploração e se mantém constante a partir do quarto ano. Há, ainda, alíquotas diferentes para a produção em terra, na plataforma continental com baixa profundidade (menos de 400 metros) e com alta profundidade, sendo que a tributação é menor para a exploração no mar, especialmente em alta profundidade.

O governo federal é beneficiário de 50% dos seus recursos: 40% do total vão para o Ministério de Minas e Energia e 10% para o Ministério do Meio Ambiente. Os estados produtores ou confrontantes se apropriam de 40% dos recursos e os municípios de 10%. A arrecadação das participações especiais foi de 11.711 milhões de reais em 2008.

Vale observar que a participação especial, em termos de mercado, é mais vantajosa para os produtores quando comparada aos *royalties*, dado que está vinculada a alta rentabilidade do campo. Ademais, pode-se dizer que a incidência desse tributo parece ter sido motivada pela captação de rendas extraordinárias, como descrito na seção I.3.

Sobre as regras de aplicação, a norma não impõe qualquer vedação aos estados e municípios para a parcela acima de 5% e para a participação especial. Para a parcela de 5%, a lei 7.990, de 1989, vedou a aplicação para o pagamento de dívidas e do quadro permanente de pessoal. No entanto, esses benefícios passaram a poder utilizar os recursos para o pagamento de dívidas com a União após a publicação da lei 10.195, de 2001.

II.2.3 Royalties

Os *Royalties* apresentam-se como uma das formas mais antigas de pagamento (remuneração a sociedade) pela utilização de recursos escassos e não renováveis. A palavra royalty provém do inglês “royal”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”, tendo sua origem no direito de pagamento que o Rei possuía pela extração de recursos minerais em suas terras, isto é, a renda mineral. (Guerra e Honorato, 2004, p.8)

Apesar da cobrança de *royalties* não ter sido introduzida pela Lei do Petróleo, esta sofreu mudanças no seu sistema após a promulgação da mesma. A alíquota de 5% (4% sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás seriam pagos aos Estados e 1% aos Municípios em cujo território se realizasse a lavra de petróleo e gás natural) sobre a receita bruta do campo, que foi estabelecida pela Lei 2.004, de 1953, foi dobrada, podendo, no entanto, sofrer deduções, dependendo de alguns fatores que englobam riscos geológicos, expectativas de produção, produção em áreas remotas, dificuldades operacionais, a inexistência de infraestrutura para escoar a produção e a distância até o mercado, entre outros. Ou seja, áreas que possuam características que levem a redução da rentabilidade na produção podem ser desoneradas, garantindo que haja viabilidade econômica para produção. Entretanto, vale ressaltar que a redução na alíquota deve respeitar a alíquota mínima de 5% e que eventuais

desperdícios relativos à atividade produtiva não serão deduzidos da parcela de royalty devida pela empresa produtora.

A distribuição entre os beneficiários da parcela dos 5%, definida pela lei 7.990 de 1989, não foi alterada pela Lei do Petróleo:

- parcela de 5%, lavra em terra: 70% para os estados produtores, 20% para os municípios produtores, 10% para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural;

- parcela de 5%, lavra em plataforma continental: 30% para os estados confrontantes com poços, 30% para os municípios confrontantes com poços, 20% para o Comando da Marinha, 10% para o Fundo Especial (composto por estados e municípios), 10% para os municípios com instalações de embarque e desembarque.

Distintamente, os 5% introduzidos pela Lei do Petróleo apresentaram uma distribuição diferente:

- parcela acima de 5%, lavra em terra: 52,5% para os estados produtores, 25% para o Ministério Ciência e Tecnologia, 22,5% para os municípios produtores, 7,5% para os municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque;

- parcela acima de 5%, lavra em plataforma continental: 25% para o Ministério de Ciência e Tecnologia, 22,5% para os estados confrontantes com campos, 22,5% para os municípios confrontantes com campos, 15% para o Comando da Marinha, 7,5% para o Fundo Especial e 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque.

Logo, como se pode observar, atualmente existem duas lógicas de rateio dos *royalties* entre seus beneficiários. A alíquota mínima de 5% é distribuída de acordo com a Lei 7.990/89 e a alíquota excedente a 5% é distribuída de acordo com a Lei 9.478/97.

Vale notar que, ao instituir o MCT como beneficiário dos *royalties*, a Lei do Petróleo aponta claramente na direção do incentivo a ciência e a tecnologia. Essa mesma Lei incumbe a ANP pela responsabilidade do cálculo dos preços de referência e dos *royalties* devidos ao conjunto dos beneficiários.

Para efeito de cálculo dos *royalties*, é utilizado o preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros, que se baseia em uma fórmula paramétrica que tem como referências o preço do petróleo tipo Brent e a taxa de câmbio real/dólar (ambos cotados no mês de competência da produção). Portanto, a valoração do petróleo produzido no país para fins de arrecadação, assim como a própria arrecadação mensal, oscila de acordo com essas variáveis. A arrecadação total de *royalties* em 2008 foi da ordem de 10.937 milhões de reais, enquanto que em 1998, esse valor correspondia a R\$ 284 milhões.

O pagamento dos *royalties*, que até 6 de agosto de 1998 era feito diretamente aos beneficiários, passou a ser efetuado junto à Secretaria do Tesouro Nacional, que repassa aos beneficiários através do Banco do Brasil. Os valores são creditados aos beneficiários no segundo mês a partir do mês em que ocorre a produção. Dessa forma, os *royalties* referentes à produção petrolífera no mês de janeiro de 2008 somente serão conhecidos em março de 2008, por exemplo.

II.3 A Ausência de Direcionamento para a Aplicação dos Recursos Petrolíferos

Até a promulgação da Lei 7.453/85, a legislação previa que estados e municípios deveriam aplicar as indenizações, preferentemente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias. A partir de então, o escopo de aplicação dos *royalties* foi ampliado, incluindo gastos com abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.

Vale ressaltar que o termo preferentemente não amarra objetivamente os recursos arrecadados a qualquer função específica de governo. Além disso, não se fazia referência alguma sobre a necessidade destes gastos serem em investimentos, podendo-se imaginar, por exemplo, a cobertura de custeio de uma secretaria de obras, ou o próprio pagamento de salários neste departamento, como alocação legítima e legal para os *royalties*.

A Lei 7.525/86 previu a substituição do termo preferentemente pelo termo exclusivamente, no que concerne à destinação dos recursos provenientes dos *royalties*, embora esse mesmo dispositivo não tenha cuidado das sanções incidentes sobre os governantes que desrespeitassem as normas.

Por fim, o Decreto Nº 1/91 trouxe, adicionalmente, a vedação explícita, válida até hoje: "É vedado, aos beneficiários das compensações financeiras de que trata este decreto, a

aplicação das mesmas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal." (Parágrafo Único, Art. 26, Decreto 1/91).

Contudo, após a aprovação da Lei 10.195/2001, passou a ser permitido o pagamento de dívidas com a União e suas entidades. Sendo assim, o estado do Rio de Janeiro operou uma securitização de sua dívida com a União, hipotecando uma importante parcela de seus recebimentos futuros. Esse processo teve ampla aceitação do governo federal, pois a antecipação dos *royalties* representava um título líquido e certo, além de, indiretamente, indexado ao dólar. Já a vedação correspondente à contratação de pessoal provavelmente teve o intuito de não manter a folha de pagamentos atrelada à arrecadação de recursos petrolíferos, dada o grau de incerteza inerente à mesma.

Porém, a Lei nº 9.478/97, posteriormente instituída, não menciona nada sobre os setores nos quais os administradores públicos devem aplicar os *royalties* excedentes a parcela de 5%, mas mantém válidas as restrições impostas pela Lei nº 7.990/89 para a parcela de *royalties* correspondente a 5%. Ou seja, os *royalties* excedentes (acima de 5%) e a participação especial não possuem qualquer restrição legal aos seus usos, o que concedeu aos gestores públicos maior liberdade no uso dessas receitas.

Apesar disso, parte das receitas oriundas da arrecadação de *royalties* e participações especiais é vinculada a órgãos federais, para realização de determinadas atividades, como mostra o quadro abaixo:

QUADRO 1 - Síntese da Legislação e Finalidade das Participações Governamentais Repassadas à União

Unidade	Fundamento Legal	Finalidade
Comando da Marinha	<i>Royalties</i> de 20% (§4º do art. 7 da Lei n.º 7.990/89) e 15% (art. 49, inciso II, da Lei n.º 9.478/97)	Atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas (de produção)
Ministério do Meio Ambiente (MMA)	Participações Especiais de 10% (§2º do art. 50, da Lei n.º 9.478/97)	Desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria de petróleo

Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)	<i>Royalties</i> de 25% (art. 49, incisos I e II, da Lei n.º 9.478/97)	Financiar programas de amparo à pesquisa científica, formação de capital humano e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo
Ministério das Minas e Energia (MME)	Participações Especiais de 40% (§2º do art. 50, da Lei n.º 9.478/97)	Financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP

Fonte: Pacheco , 2007

O percentual dos *royalties* destinado ao Comando da Marinha seria justificado pela necessidade de investimento na fiscalização costeira, dado que a extração de petróleo predominante no Brasil é a *offshore*.

Os repasses destinados ao MMA podem contribuir para a promoção de políticas ambientais que visem o desenvolvimento sustentável, que pode ser considerado um elemento gerador de justiça intergeracional. Para Serra (2005), a vinculação das receitas das participações especiais para o MMA pode ser classificada como uma substituição patrimonial, uma vez que os recursos petrolíferos, oriundos da exploração de um recurso mineral finito, poderiam ser revertidos em projetos de preservação e recuperação do patrimônio ambiental. Contudo, para que isso aconteça, é necessário que a política ambiental tenha metas e instrumentos de aplicação claros e definidos.

O Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) tem direito a uma parcela de 25% dos *royalties* excedentes (acima de 5%), devidos pela exploração na plataforma continental. Deste total de recursos destinados ao MCT (25%), devem ser aplicados, no mínimo, 40% em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, conforme determina o artigo 49 (alínea II, parágrafo 1.º), da Lei n.º 9.478/97. Estes programas serão executados mediante convênios celebrados com as universidades e os centros de pesquisa sediados naquelas regiões.

II. 4 Conclusão do Capítulo

A reforma institucional da indústria de petróleo e gás no Brasil, introduzida pela Emenda Constitucional n.º 9/95 e regulamentada pela Lei n.º 9.478/97 (Lei do Petróleo), modificou o papel do Estado nesse setor, que ao invés de agente produtor se tornou agente

regulador, permitindo a participação de empresas privadas nas atividades de exploração e produção, até então sob monopólio da Petrobras.

Além disso, a Lei do Petróleo modificou substancialmente a arrecadação fiscal referente à renda petrolífera das três esferas de governo, introduzindo novas compensações governamentais: o bônus de assinatura, o pagamento pela ocupação ou retenção de área e a participação especial. Essas mudanças possibilitaram um significativo incremento nos montantes arrecadados. Em especial, o regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties* sofreu fortes transformações que resultaram em uma estrutura complexa que apresenta no seu cerne duas lógicas de rateio distintas entre seus beneficiários. A alíquota mínima de 5% é distribuída de acordo com a Lei 7.990/89 e a alíquota excedente a 5% é distribuída de acordo com a Lei 9.478/97.

Entretanto, a Lei do Petróleo não dispõe sobre regras de direcionamento específico para a aplicação das rendas oriundas do petróleo. Deste modo, como destaca Bregman (2007) os resultados da aplicação de *royalties* são bastante heterogêneos quando os municípios são comparados com relação à eficácia no uso de recursos, aspecto que será explorado no capítulo seguinte.

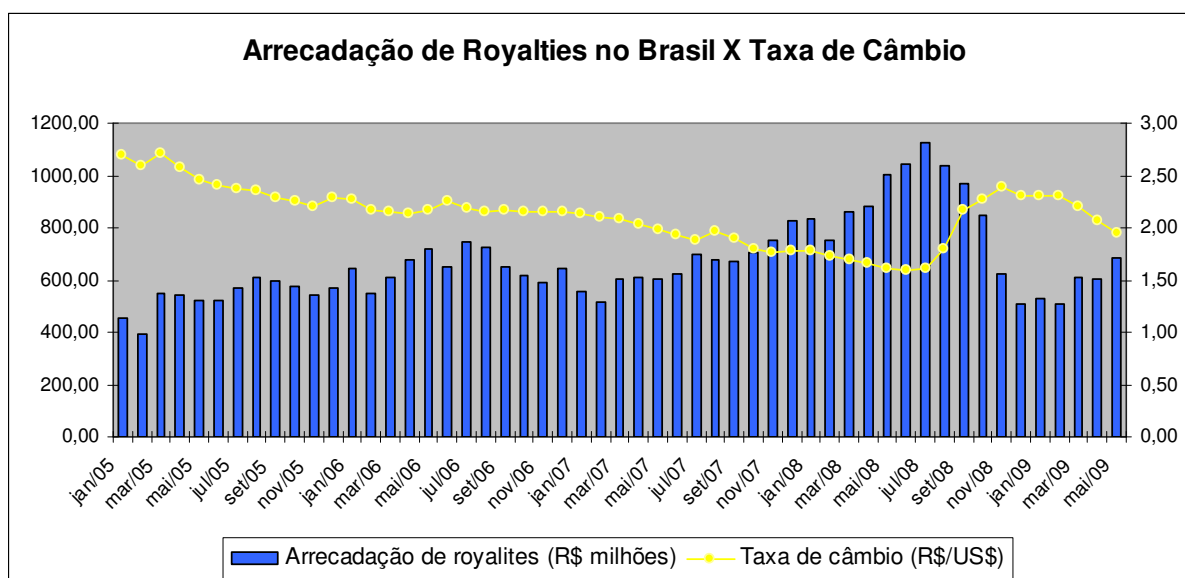
CAPÍTULO III – UMA ANÁLISE ACERCA DA APLICAÇÃO DOS ROYALTIES NO BRASIL

O último capítulo apresenta uma breve evolução do recolhimento dos *royalties* do petróleo no país, a partir de 1998, ano de introdução de mudanças no cálculo do referido tributo. A partir disso, é proposto um debate acerca dos atuais critérios de distribuição e repartição desses recursos, levando em consideração as importantes descobertas recém realizadas no Pré-Sal e o dados relativos ao Índice de Desenvolvimento Municipal da Firjan.

III.1 Breve evolução da Arrecadação de Royalties no Brasil

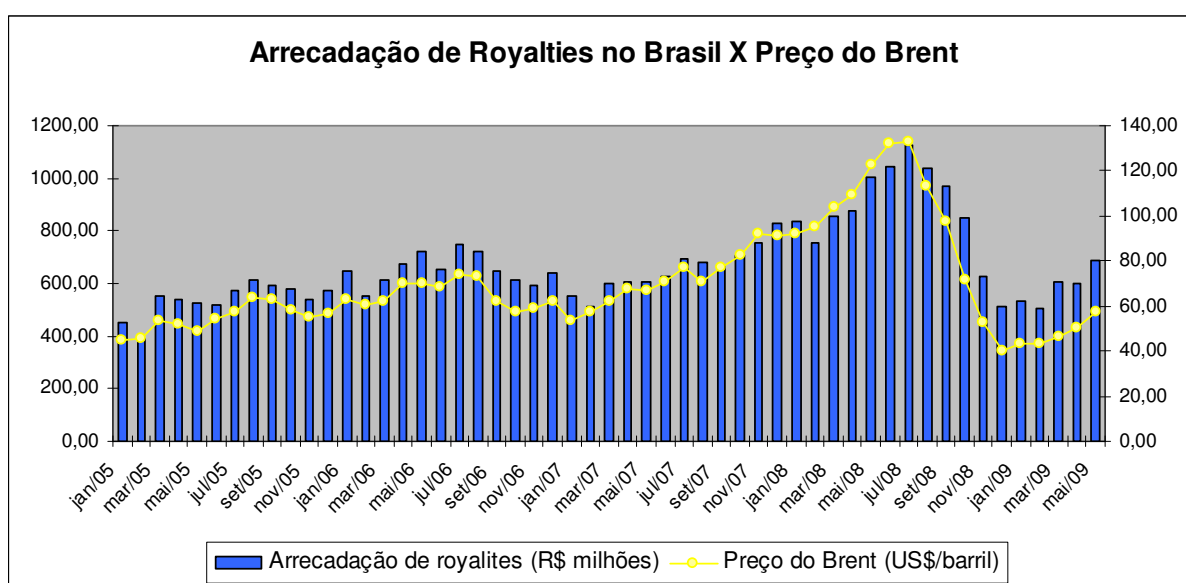
Como visto anteriormente, a Lei do Petróleo promoveu uma significativa transformação na estrutura de arrecadação das participações governamentais. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, através das Portarias nº 155 e nº 206, instituídas em 1998 e em 2000, respectivamente, estabeleceu a metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros, que é tido como referência para o cálculo dos *royalties*. Esta metodologia utiliza uma fórmula paramétrica que tem como referências o preço do petróleo tipo Brent e a taxa de câmbio real/dólar (ambos cotados no mês de competência da produção). Portanto, a valoração do petróleo produzido no país para fins de arrecadação, assim como a própria arrecadação mensal, oscila de acordo com essas variáveis. Os gráficos 1 e 2 ilustram essas correlações. Através do gráfico 1 vê-se que a arrecadação varia inversamente em relação à variação na taxa de câmbio real/dólar. Por outro lado, o gráfico 2 deixa claro que a arrecadação varia diretamente com a variação do preço do petróleo Brent.

GRÁFICO 1 – Arrecadação de Royalties no Brasil versus Taxa de Câmbio R\$/US\$



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do Banco Central

GRÁFICO 2 – Arrecadação de *Royalties* no Brasil versus Preço do Petróleo Brent



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da EIA

Sendo assim:

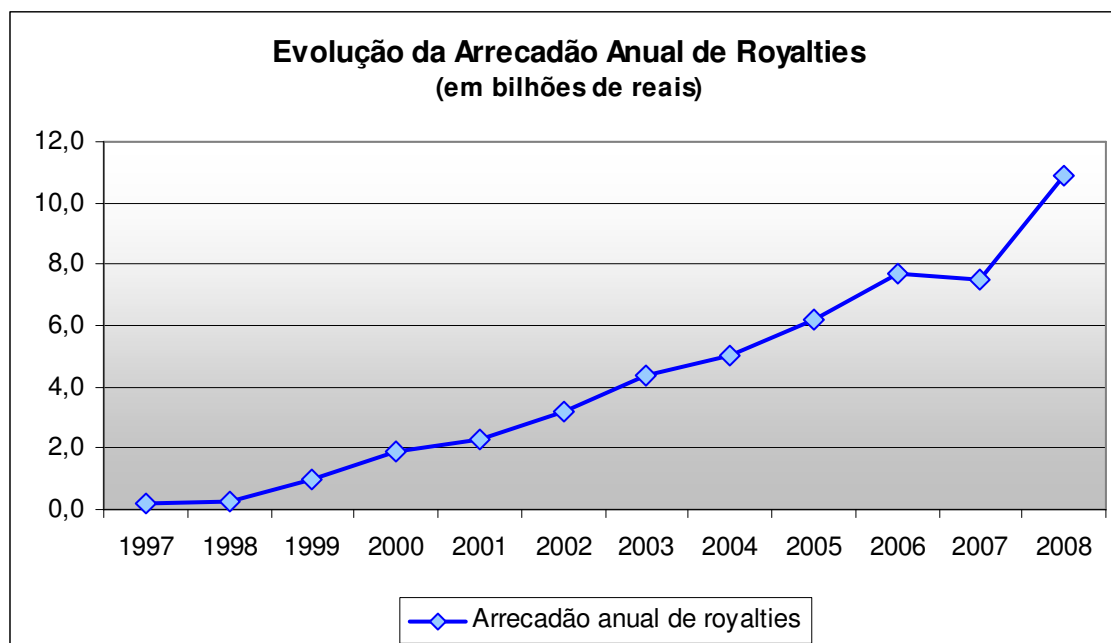
$$P_{\min} = TC \times 6,2898 \times (PB_{\text{Brent}} + D), \text{ onde:}$$

P_{\min} - é o preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico;
 TC - é o valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, fixadas pelo Banco Central do Brasil, para o mês; PB_{Brent} - é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, em dólares americanos por barril, para o mês; D - é o diferencial entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

A introdução dessas mudanças, juntamente com a permissão da ampliação para até 10% da alíquota dos *royalties* gerou um incremento na arrecadação dos mesmos. Em 1997, a arrecadação desse recurso foi de, aproximadamente, R\$ 190 milhões, enquanto que no ano de 2008, esse montante atingiu mais de R\$ 10 bilhões (cf gráfico 3).

GRÁFICO 3 – Evolução da Arrecadação Brasileira Anual de *Royalties*

(1997-2008)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

III.2 A Hiperconcentração das Rendas Petrolíferas no Brasil

Diversos estudos apontam para diferentes razões que seriam determinantes para que a distribuição espacial das rendas petrolíferas no Brasil resultasse em uma forte concentração das mesmas nos estados e municípios petrolíferos. Em um estudo encontrado em Piquet (2003), essa concentração é tida como fruto da combinação de dois fatores básicos, quais sejam:

- i) a ocorrência espacialmente concentrada das jazidas de petróleo e gás em alguns pontos da Plataforma Continental
- ii) as regras de rateio terem como critério determinante a proximidade física em relação aos campos de petróleo e gás, para definição dos estados e municípios beneficiários

Vale destacar que a vedação do benefício às esferas subnacionais ou mesmo a total pulverização espacial das rendas entre elas, via mecanismos universalistas, são possibilidades que vão de encontro ao modelo de repartição brasileiro vigente.

Por isso, a questão central não consiste na crítica ao fato do regime de distribuição englobar as esferas subnacionais como beneficiárias. É possível detectar como legítimo o benefício recebido pelos estados e municípios, na medida em que, como anteriormente analisado na seção I.3, é inevitável, devido ao caráter finito do petróleo, que haja um abandono dos territórios petrolíferos pelos capitais envolvidos na atividade de exploração e produção. Logo, é perfeitamente razoável que os estados e municípios recebam esses recursos, visando capacitá-los para enfrentar o futuro esgotamento do petróleo.

Portanto, a crítica aqui presente é focada não na legitimidade dos estados e municípios como beneficiários dos recursos petrolíferos, mas sim na forma concreta como esse benefício se efetiva. Isso porque, o rateio das rendas petrolíferas incidentes sobre a produção de petróleo e gás na plataforma continental, está, em grande medida, associada à proximidade física entre os campos petrolíferos e os estados e municípios costeiros, o que denota um forte determinismo físico nas regras que norteiam essa divisão.

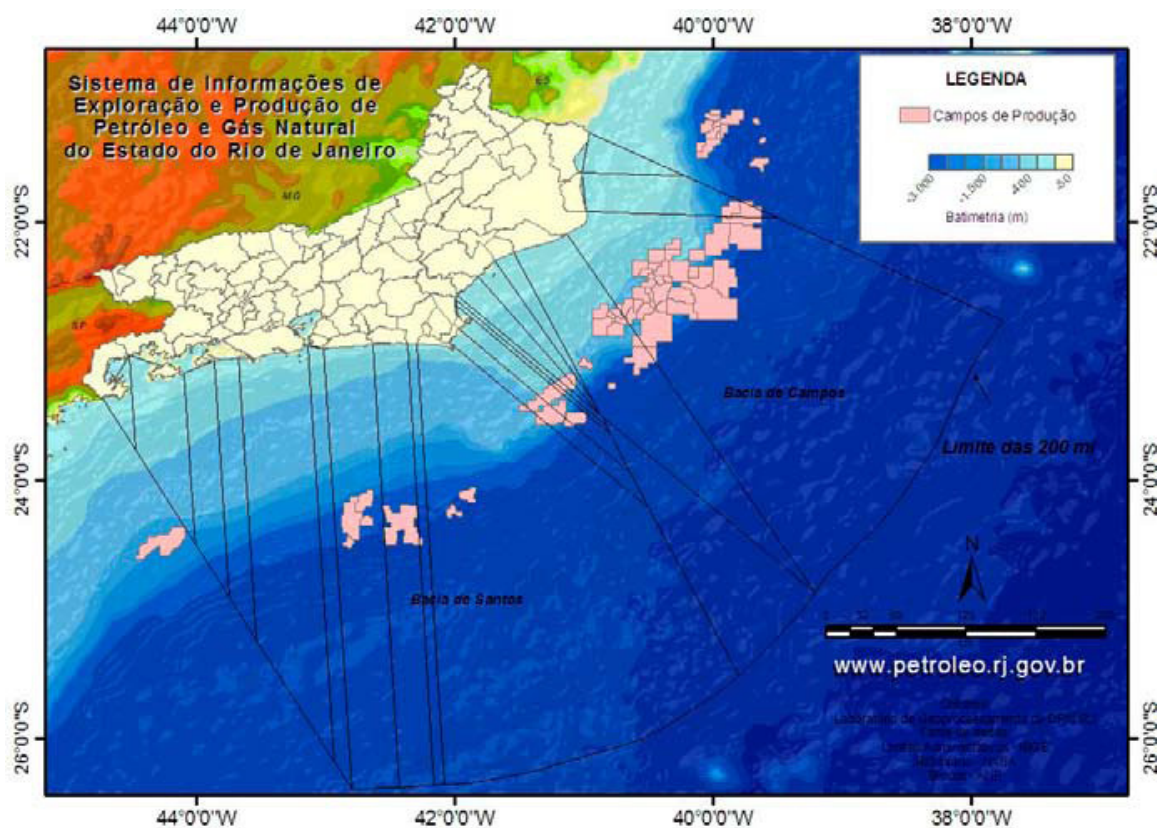
No que concerne aos beneficiários municipais, a proximidade física não é o único critério para distribuição das rendas petrolíferas, mas é o principal. Vale lembrar que o outro critério de repartição é o critério dos percentuais, já descrito na seção II.2.3. Segundo Serra et al (2006), há municípios que recebem rendas petrolíferas por serem cortados por dutos, por possuírem instalações de apoio a atividade de exploração ou por serem palco de operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Entretanto, o grupo que inclui os maiores recebedores dessa renda é formado pelos municípios mais próximos dos campos petrolíferos, ou de frente para eles, chamados confrontantes. Ser município confrontante é ser litorâneo e ter dentro das projeções de seus limites na plataforma continental pelo menos um poço ou qualquer fração de um campo petrolífero (cf. figura 1). Já os estados, são beneficiários exclusivamente pela razão de serem confrontantes, pelo sistema de projeções ortogonais.

Tendo isso em vista, vale destacar que existem municípios que estão próximos, ou de frente, aos campos de petróleo, e, conseqüentemente, recebem o benefício, mesmo não possuindo em seu território a presença de capitais petrolíferos. A confrontação com poços ou com campos petrolíferos não diz nada sobre o impacto efetivo que a atividade petrolífera exerce sobre um determinado território, mas é prevista como critério de repartição das

participações governamentais, segundo algumas interpretações, pela Constituição, em seu artigo 20.

O critério dos percentuais é subjetivo, determinado pelos parlamentares na época da elaboração da lei e sua distribuição só levou em consideração fatores políticos. Por outro lado, o critério geográfico deveria considerar a posição geográfica do beneficiário em relação ao campo de produção, o que pode ser calculado de maneira matemática, desde que sejam estabelecidos parâmetros. Aqui está a maior dificuldade, o estabelecimento isento e matematicamente justo destes parâmetros. (Petróleo, *Royalties & Região*, 2008, p.6)

**FIGURA 1- Mapa das Linhas Divisórias entre Municípios do Rio de Janeiro
(Usando a Atual Metodologia)**



Fonte: Petróleo, *Royalties e Região*, junho de 2008

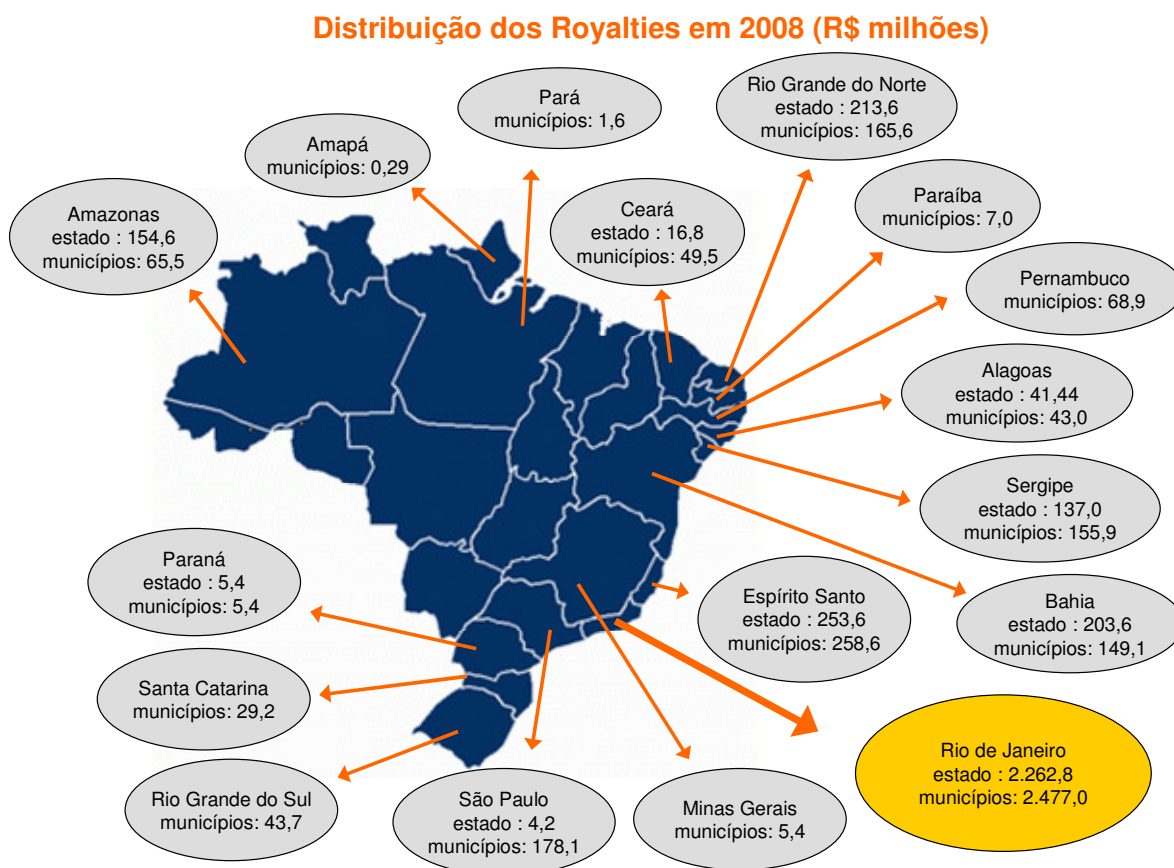
O fato é que o critério geográfico gera fortes distorções, entre elas, a forte concentração na distribuição dos *royalties*, observada na tabela 1. As esferas subnacionais respondem por aproximadamente 64 % dos *royalties* arrecadados, isso sem contar os repasses realizados pelo Fundo Especial, que redistribui a sua parcela na renda petrolífera entre a totalidade dos estados e municípios.

TABELA 1 – Distribuição dos *Royalties* Arrecadados em 2008

Distribuição dos <i>Royalties</i> Arrecadados em 2008 (R\$ milhões)			
Beneficiários	<i>Royalties</i> até 5%	<i>Royalties</i> acima de 5%	Arrecadação em 2008
ESTADOS	147,73	106,43	3.293,06
MUNICÍPIOS	167,64	122,22	3.732,66
FUNDO ESPECIAL	38,45	28,22	855,28
COMANDO DA MARINHA	76,91	56,45	1.710,60
MCT	-	104,44	1.346,26
TOTAL	430,73	417,75	10.937,86

Fonte: ANP

Além disso, quando se analisa a distribuição desses 64% relativos às esferas subnacionais, verifica-se a hiperconcentração existente, na medida em que, o Rio de Janeiro e seus municípios recebem aproximadamente 67% desse valor (cf. figura 2). Destaca-se que, atualmente, 10 estados e 915 municípios, dos quais, 87 pertencentes ao estado do Rio de Janeiro, são beneficiários dos *royalties* arrecadados.

FIGURA 2 – Distribuição Espacial dos *Royalties* Arrecadados em 2008 pelas Esferas Subnacionais

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Os *royalties* remetidos a União, que é a proprietária exclusiva dos recursos minerais, obedecem a lógica compensatória, analisada na seção I.3, enquanto que as esferas subnacionais, por não possuírem direito de propriedade sobre os recursos minerais, não deveriam ser alvo de direitos compensatórios sobre a exploração dos mesmos. Segundo Manoel (2004), os *royalties* destinados aos estados e municípios têm natureza diversa, no campo da estipulação em favor de terceiros. Isso porque, os dois pólos da relação contratual da qual originam-se os *royalties* são formados pela União, proprietária dos recursos, e pela empresa petrolífera concessionária, que é quem paga as compensações. Ou seja, os estados e municípios não estariam dentro da relação contratual, logo, a natureza jurídica dos *royalties* pagos a eles seria a referida estipulação em favor de terceiros.

Ainda segundo o autor, essa estipulação em favor de terceiros depende da existência de três aspectos fundamentais:

- i) o terceiro em questão deve ser efetivamente estranho à convenção celebrada pelos dois pólos do contrato.
- ii) os pólos do contrato pactuam a criação de um crédito em proveito do terceiro
- iii) o benefício deve ser recebido sem contraprestação

Essa colocação sobre a interpretação acerca da natureza jurídica dos *royalties* é importante, na medida em que, caso o ordenamento nacional fosse explícito quanto a essa questão, deixando clara a estipulação em favor de terceiros, as alegações de inconstitucionalidade no pagamento de *royalties* aos estados e municípios cairiam por terra, bem como poderia ser efetuada uma melhor demarcação dos setores nos quais estes recursos deveriam ser aplicados.

Ademais, a desigualdade na distribuição dos *royalties* entre os municípios não deve ser, a priori, criticada. Isso porque, na medida em que se entende que os *royalties* devem ser transferidos para a esfera local, objetivando a criação de fundos para o desenvolvimento de políticas que promovam a justiça intergeracional, é razoável que existam municípios beneficiários e outros não-beneficiários, e que, entre o primeiro grupo, haja distribuição

desigual dessa renda, visando minimizar a tendência de esvaziamento econômico ocorrido pelo esgotamento futuro das jazidas. Contudo, o que de fato ocorre é que a legislação atual não associa precisamente a presença destes capitais petrolíferos com o volume de *royalties* transferidos aos municípios.

Uma solução proposta por Serra (2005) seria a utilização das execuções orçamentárias municipais como critério *ex post* para rateio dos *royalties*, visando estimular ou premiar os governos que promovessem, por exemplo: mecanismos de controle social sobre a destinação dada às rendas petrolíferas, tanto ao nível decisório como ao nível da prestação de contas ou investimentos consorciados com municípios vizinhos, impactados ou não pela atividade petrolífera.

III.2.1 A Fronteira Exploratória do Pré-Sal

As recentes descobertas na área geológica denominada pré-sal apontam para um novo paradigma de exploração e produção que implicará desdobramentos e impactos econômicos para o país.

Uma constatação importante com relação a essas descobertas é de que as estimativas mais conservadoras com relação ao volume de reservas - 70 bilhões de barris- já colocaria o país numa posição relevante no cenário petrolífero internacional. Adicionadas às reservas atuais de cerca de 13 bilhões², o total de reservas elevaria o Brasil a uma disponibilidade de reservas equivalente à da Venezuela.

É importante notar que a magnitude das descobertas efetuadas revela que as decisões governamentais, visando maximizar os benefícios oriundos do setor de petróleo e de gás, deverão contemplar aspectos que vão além do setor energético, e irão demandar alterações no marco regulatório e institucional que preside a indústria brasileira de petróleo. Em particular, a arrecadação fiscal advinda da produção esperada das jazidas recém-descobertas emerge como um ponto central a ser examinado, dado que o incremento na arrecadação advindo da exploração dos campos dos Pré-sal pode proporcionar uma base nova de recursos para a União, estados e municípios.

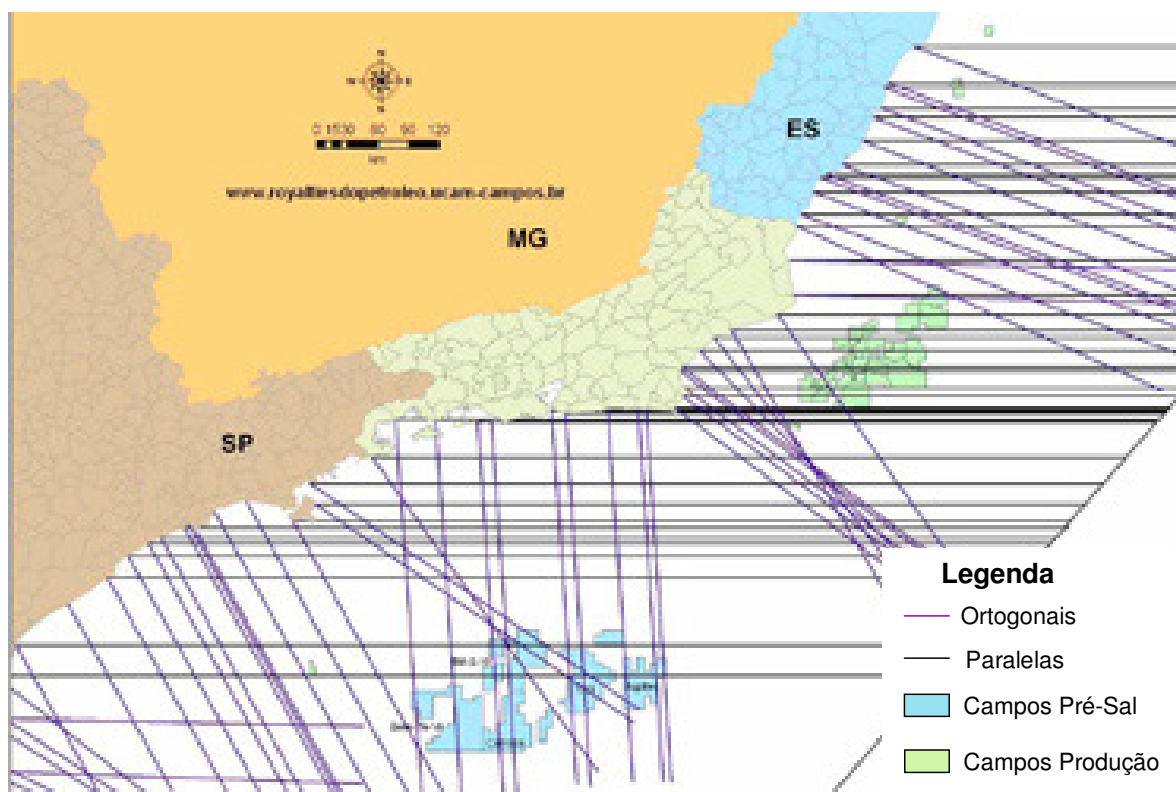
O debate sobre este tema não está encerrado e acompanha paralelamente as discussões sobre o novo marco regulatório. Apesar das mudanças ainda não terem sido aprovadas até

² 14 bilhões de barris, segundo a ANP.

julho de 2009³, vale notar que o debate político envolverá o problema da repartição da renda petrolífera⁴.

Por hora a expectativa é de que as alterações efetuadas valerão apenas para os campos localizados na área do Pré-sal, não havendo mudanças nas regras de rateio para os outros campos. A questão central está no fato de que os estados e municípios certamente terão frustradas as suas expectativas de receber o montante das rendas petrolíferas advindas dos campos recém-descobertos, caso as mudanças realmente se verifiquem. Portanto, a decisão que será tomada pelo Presidente afetará diretamente os 27 estados da federação, mas, terá peso de veredicto para o Rio de Janeiro, que recebeu, somente em 2008, 45% das participações especiais e *royalties* totais arrecadados no Brasil. Além disso, como pode ser observado na figura 3, segundo o critério geográfico atual de rateio, o Rio de Janeiro aparece como maior beneficiário dos recursos relativos a área do Pré-Sal.

FIGURA 3 - Método Atual das Ortogonais e Paralelas Aplicadas aos Estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo.



³ O presente trabalho foi concluído em agosto de 2009

⁴ A reportagem publicada no jornal O Globo, dia 10 de junho de 2009, aborda a questão do rateio nos campos do pré-sal. Caberá ao Presidente Luiz Inácio Lula da Silva decidir se a parcela entregue pela empresa operadora dos blocos a União será partilhada com estados, municípios e o Distrito Federal. Segundo a matéria, a tendência é de que não haja divisão, concentrando os recursos nas mãos da União. Vale destacar que o pagamento dos

Fonte: Petróleo, *Royalties* e Região, setembro de 2008

Atualmente há uma corrente que defende que os recursos do Pré-Sal deveriam ser canalizados para um fundo soberano, que os dividiria proporcionalmente entre todos os estados e municípios, ou administraria o mesmo integralmente, visando o benefício de todas as unidades da federação. Os alvos principais da aplicação desses recursos seriam educação e gastos sociais.

Torna-se válido, então, a realização de um exercício com o objetivo de verificar os efeitos de possíveis alterações no regime de distribuição de *royalties*, caso os volumes de produção esperados pela área do pré-sal pudessem já estar disponíveis hoje.

Para o exercício de estimativa da arrecadação anual de *royalties*, foi utilizada a mesma metodologia de Fernandes e Pinto Jr. (2006) e Fernandes (2007). Dessa forma, as condições de preço e câmbio utilizadas são aquelas vigentes no primeiro semestre de 2009, ou seja, o preço médio do petróleo Brent de US\$ 53,3 por barril de petróleo e o câmbio de R\$ 2,15 o dólar.

Isto posto, foram supostas duas condições hipotéticas adicionais: i) a produção corrente (2 milhões de barris) permanecesse sujeita ao regime de *royalties* atual e ii) apenas a produção da área do pré-sal pudesse ser objeto de um novo regime de repartição dos *royalties*. A partir daí, é possível mensurar os impactos econômicos que esta alternativa poderia engendrar.

Sendo assim, é proposto que a parcela dos *royalties* arrecadada, referente à produção esperada de 3,0 milhões de barris/dia dos campos do pré-sal, excedente aos 2,0 milhões de barris/dia produzidos atualmente, respondessem a uma alocação distinta daquela vigente. Nessa proposta, 80%, 10% e 10% do excedente arrecadado seriam destinados à União, aos Estados e aos Municípios, respectivamente.

A tabela 2 dispõe os resultados obtidos. Nela, observa-se o quanto União, Estados e Municípios arrecadariam se a produção atual, somada a produção excedente, ou seja, do pré-sal, se submetessem ao sistema alocativo de distribuição atual e o híbrido (isto é, a produção atual sob o sistema vigente e a produção excedente sob o sistema alternativo proposto). Caso a repartição alternativa fosse realizada sobre a produção excedente do pré-sal, em detrimento

royalties é obrigação constitucional, logo, ele continuará sendo cobrando nos novos campos descobertos. Contudo, o presidente terá que determinar se a alíquota de 10% será mantida.

da distribuição atual, a União receberia 60% do montante de *royalties* arrecadados. Isto equivaleria a R\$ 5 bilhões a mais do que no caso de toda a produção estar submetida ao regime distributivo vigente. Em suma, este exercício revela que existem múltiplas alternativas para reequilibrar a estrutura de arrecadação de *royalties*

TABELA 2 – Resultados da Simulação Comparativa entre o Sistema de Arrecadação de *Royalties* Vigente e o Sistema Proposto

PREMISSAS	PRODUÇÃO (milhões de barris/dia)	ARRECADAÇÃO ANUAL DE <i>ROYALTIES</i> (R\$ bilhões)	UNIÃO	ESTADOS	MUNICÍPIOS
PRODUÇÃO ATUAL E EXCEDENTE + DISTRIBUIÇÃO HÍBRIDA	5	19,2	11,5	3,9	3,8
Resultado em %		100%	60%	20%	20%
PRODUÇÃO ATUAL E EXCEDENTE + DISTRIBUIÇÃO VIGENTE	5	19,2	6,5	6,9	5,8
Resultado em %		100%	34%	36%	30%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da EIA

III.3 O Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (IFDM)

Até meados de 1986, não havia legislação referente ao controle e à fiscalização da aplicação dos recursos petrolíferos. A mudança se deu a partir da Lei n.º 7.525/86, que atribuiu ao Tribunal de Contas da União (TCU) a competência para fiscalizar estes recursos.

O Tribunal de Contas tem gestão autônoma e é responsável por fiscalizar as contas do poder público, realizando o controle externo dos atos de gestão contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União, estados e municípios, das entidades da administração direta e indireta, como autarquias, fundações, sociedades de economia mista e empresas públicas. Os Tribunais de Contas trabalham por iniciativa própria, por solicitação dos poderes legislativo ou judiciário, ou, ainda, quando há uma denúncia. (Lotta, 2003).

O TCU fiscaliza a aplicação dos recursos petrolíferos através de inspeções ou auditorias, podendo ser auxiliado pelos Tribunais de Contas Estaduais ou Municipais. Uma

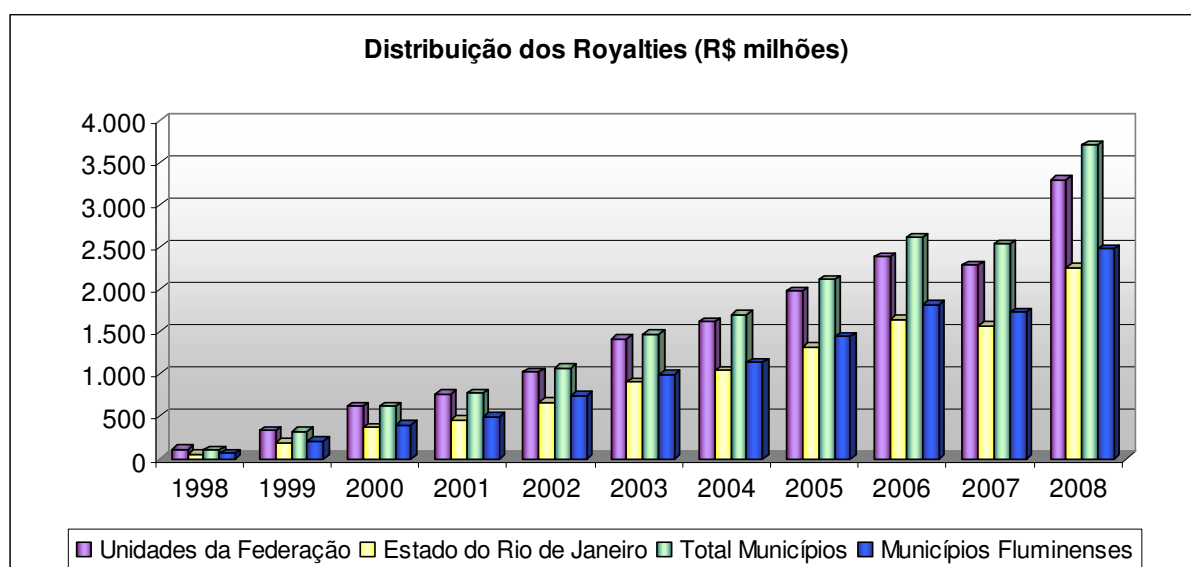
vez que sejam constatadas irregularidades na aplicação destes recursos, ou omissão na prestação e manutenção da documentação, os administradores ou responsáveis podem sofrer sanções estabelecidas pelo TCU. Nos cinco anos subsequentes à aplicação destes recursos, os Estados e Municípios devem manter registro contábil das receitas e despesas realizadas referentes aos recursos petrolíferos, arquivando os respectivos documentos, devidamente carimbados e identificados, para fins de eventual comprovação do Tribunal de Contas da União. Entretanto, os Estados e Municípios estão dispensados de apresentar contas das aplicações dos recursos ao referido órgão.

No entanto, a constatação de que os recursos das participações governamentais estão sendo utilizados dentro dos critérios especificados por lei não é suficiente para garantir a eficiente alocação destes recursos. Tendo isso em vista, faz-se necessária a introdução de mecanismos de controle da legislação e também de um esforço político de toda a sociedade para averiguar a eficácia dos gastos.

Dado isso, torna-se válido avaliar a maneira pela qual o volume de recursos advindo da arrecadação de *royalties* tem contribuído com o desenvolvimento dos municípios beneficiados. Apesar das dificuldades metodológicas de avaliação do uso dos *royalties*, é interessante contrastar o incremento recente da arrecadação vis-à-vis os indicadores de desenvolvimento. Recentemente, a FIRJAN (Federação das Indústrias do Rio de Janeiro) elaborou um indicador denominado IFDM (Indicador Firjan de Desenvolvimento Municipal). Este indicador avalia o desenvolvimento municipal em função das variáveis: geração de emprego e renda, saúde e educação. A leitura dos resultados é bastante simples, variando entre 0 e 1, sendo quanto mais próximo de 1, maior o nível de desenvolvimento da localidade.

Historicamente os municípios fluminenses, bem como o estado do Rio de Janeiro, arrecadam uma parcela significativa dos *royalties* distribuídos para essas duas esferas subnacionais (cf. gráfico 4).

GRÁFICO 4 – Evolução da Distribuição dos *Royalties* (1998 – 2008)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Desse mesmo modo, como observado na tabela 3, no ano de 2005, os municípios fluminenses respondem por 68,3 % do total de *royalties* arrecadado pelos municípios brasileiros. Desse grupo, quinze municípios fluminenses respondem sozinhos por 80,1% do total. O gráfico 5 e a tabela 4, abaixo, contrastam esses quinze municípios fluminenses que mais arrecadaram *royalties* em 2005 com as suas respectivas posições no ranking do IFDM relativo ao mesmo ano.

TABELA 3 - Arrecadação Municipal de *Royalties* de Acordo com seus Respectivos Estados em 2005

Arrecadação municipal de <i>Royalties</i> de Acordo com seus Respectivos Estados em 2005 (R\$ milhões)	
ALAGOAS	29,3
AMAZONAS	58,5
AMAPÁ	0,2
BAHIA	106,1
CEARA	23,0
ESPÍRITO SANTO	67,8
MINAS GERAIS	5,3
PARÁ	1,2
PARAÍBA	5,3
PERNAMBUCO	5,3
PARANÁ	8,7
RIO DE JANEIRO	1.446,8
RIO GRANDE DO NORTE	132,6
RIO GRANDE DO SUL	28,7
SANTA CATARINA	28,5
SERGIPE	69,7
SÃO PAULO	99,2
TOTAL	2.116,2

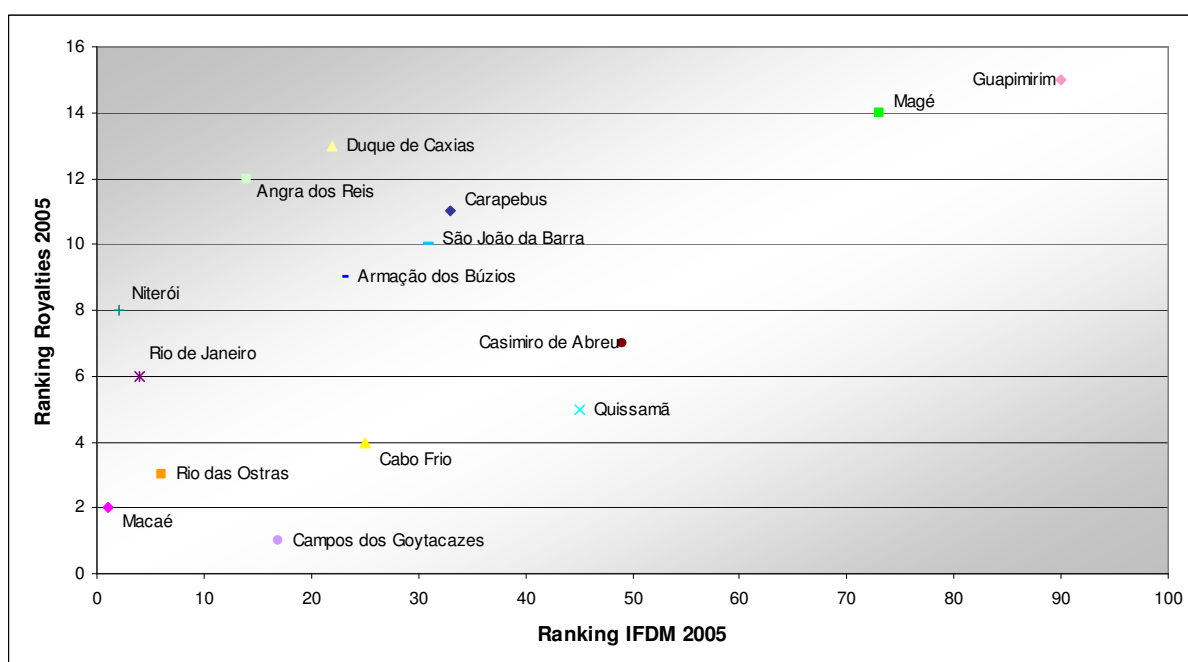
Fonte: ANP

TABELA 4 – Arrecadação de *Royalties* em 2005 e IFDM 2005 dos quinze maiores Municípios Fluminenses Beneficiários

Município	Arrecadação de <i>Royalties</i> em 2005 (R\$ milhões)	IFDM 2005
Campos dos Goytacazes	321,3	0,7600
Macaé	264,8	0,8729
Rio das Ostras	119,4	0,8002
Cabo Frio	101,8	0,7257
Quissamã	53,1	0,6895
Rio de Janeiro	45,0	0,8174
Casimiro de Abreu	39,6	0,6877
Niterói	39,5	0,8394
Armação dos Búzios	39,3	0,7264
São João da Barra	38,1	0,7107
Carapebus	25,7	0,7041
Angra dos Reis	20,9	0,7627
Duque de Caxias	19,1	0,7337
Magé	17,2	0,6393
Guapimirim	14,4	0,5801

Fonte: ANP e FIRJAN

GRÁFICO 5 - Ranking de Arrecadação de *Royalties* versus Ranking do IFDM (quinze municípios fluminenses que mais arrecadaram *royalties* em 2005)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da FIRJAN

O ANEXO 1 apresenta a evolução do indicador IFDM entre 2000 e 2005, bem como o crescimento da arrecadação de *royalties*. Cabe constatar que, não obstante o crescimento registrado dos *royalties* no período, os efeitos sobre o IFDM foram modestos na maioria dos municípios, sendo mesmo negativos em alguns deles. Isto revela que os municípios ainda estão longe de absorver o potencial destes recursos em matéria de programas de geração de emprego e renda, saúde e educação – as variáveis privilegiadas no IFDM.

Ainda examinando o Anexo 1, vale notar que os municípios de Macaé e Rio das Ostras, respectivamente o segundo e terceiro maiores beneficiários dos *royalties*, apresentaram progresso no IFDM entre 2000 e 2005. Macaé, segundo este indicador, é o primeiro no ranking do IFDM. Rio das Ostras era o quadragésimo deste ranking em 2000 e alçou a sexta posição em 2005. Estes resultados parecem indicar um bom uso dos recursos provenientes dos *royalties* do petróleo.

Em contrapartida, o município de Campos de Goytacazes, número 1 em matéria de recebimento de *royalties*, é apenas o décimo sétimo no ranking IFDM. Apesar da melhoria em termos absolutos no IFDM, entre 2000 e 2005, o avanço foi bastante pequeno, especialmente se lembrarmos que no mesmo período o volume de *royalties* recebidos por este município cresceu 269%, saltando de R\$ 87 milhões em 2000 para R\$ 321 milhões em 2005. (ver anexo 1).

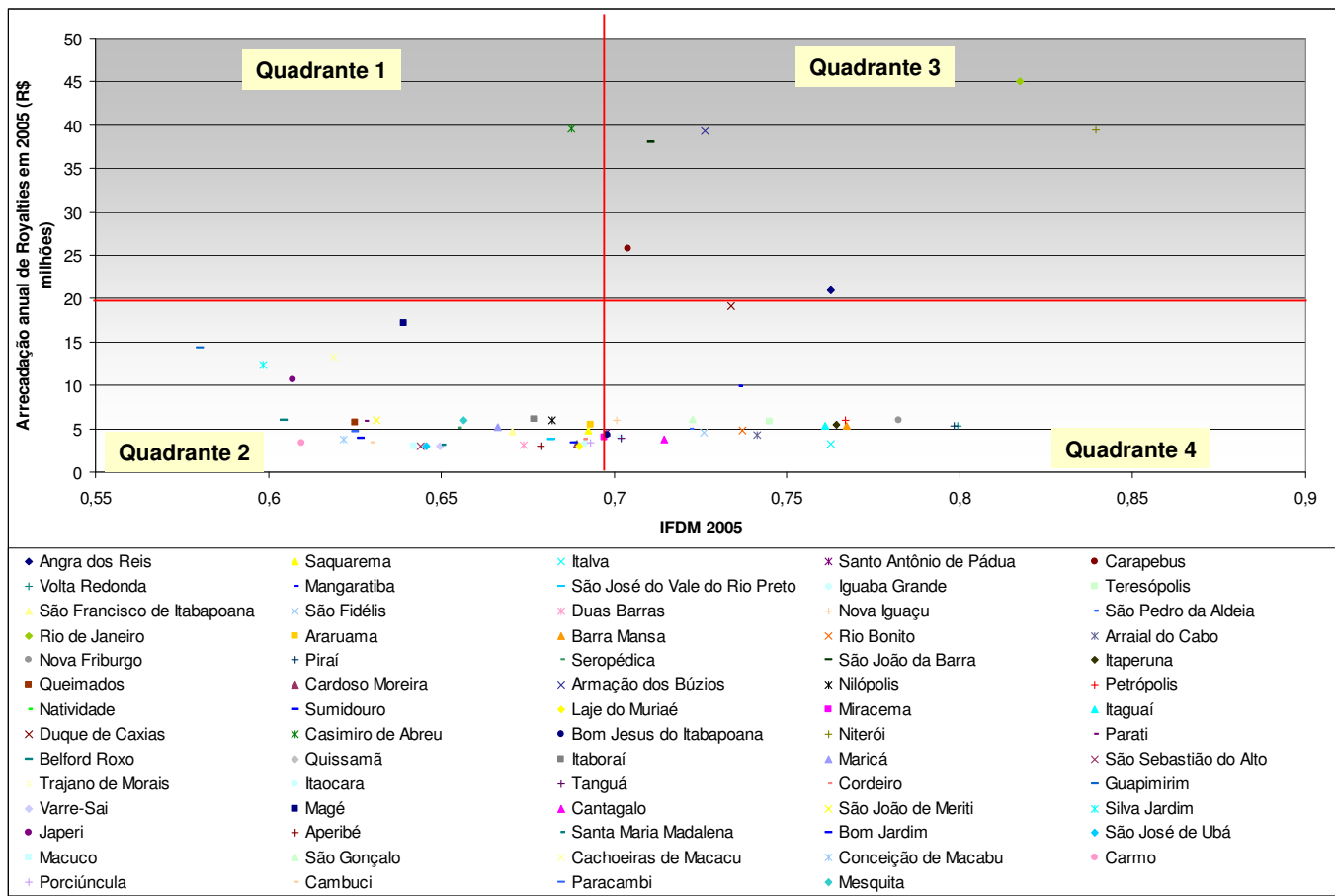
Outro caso que pode ser destacado é o dos municípios de Guapimirim e Magé, que registraram uma queda na sua posição no ranking IFDM entre os anos de 2000 e 2005, mesmo que suas respectivas arrecadações de *royalties* no mesmo período tenham apresentado crescimento superior a 200%.

Uma outra análise interessante consiste em estender essa comparação para todos os municípios beneficiários de *royalties* do Rio de Janeiro. Os resultados estão dispostos no gráfico 6, divididos em quatro grupos diferentes. Estes grupos são delimitados horizontalmente pela média de arrecadação anual de *royalties* em 2005 de todos os municípios beneficiários, que corresponde a 19,6 milhões de reais, e verticalmente pela média do IFDM desses mesmos municípios em 2005, que está no patamar de 0,6943. No quadrante 3, por exemplo, encontram-se os municípios fluminenses que possuem uma arrecadação de *royalties* e o IFDM acima da média encontrada nos municípios do Rio de Janeiro.

Como pode ser observado, apenas o município de Casimiro de Abreu está presente no quadrante 1. Ou seja, é o único município que, embora tenha arrecadado em 2005 cerca de 40 milhões de reais, um montante de *royalties* correspondente ao dobro da média registrada pelos outros municípios fluminenses, apresenta um IFDM de 0,6877, um pouco abaixo da média desses mesmos municípios.

Outro aspecto relevante é que apenas 10 dos municípios que arrecadaram um valor em *royalties* acima da média arrecada pelos municípios do Rio de Janeiro figuram no quadrante 3, cujo IFDM também é superior a média deste índice para os municípios fluminenses. São eles: Campos dos Goytacazes, Macaé, Rio das Ostras, Cabo Frio, Rio de Janeiro, Niterói, Armação dos Búzios, São João da Barra, Carapebus e Angra dos Reis. Por outro lado, no quadrante 4 é nota-se que uma parcela relevante dos municípios que arrecadaram em 2005 menos do que 10 milhões de reais, valor esse significativamente inferior a média dos municípios fluminenses, também registram índices IFDM acima da média.

GRÁFICO 6 – Arrecadação Anual de *Royalties* em 2005 e IFDM 2005 dos Municípios Fluminenses Beneficiários



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP e da FIRJAN

*Os dados relativos a quatro municípios fluminenses foram omitidos para efeito de preservação da escala do gráfico. São eles: Campos dos Goytacazes (que arrecadou R\$ 321,3 milhões e registrou um IFDM de 0,7600), Macaé (que arrecadou R\$ 264,82 milhões e registrou um IFDM de 0,8729), Rio das Ostras (que arrecadou R\$ 119,39 milhões e registrou um IFDM de 0,8002) e Cabo Frio (que arrecadou R\$ 101,76 milhões e registrou um IFDM de 0,7257)

Como dito anteriormente, o IFDM engloba, em sua análise, as variáveis: geração de emprego e renda, saúde e educação. A tabela 5 mostra os resultados do IFDM para cada um desses aspectos nos municípios fluminenses.

TABELA 5- Composição do IFDM 2005 dos Municípios Fluminenses

Município	IFDM	Emprego & Renda	Educação	Saúde
Angra dos Reis	0,7627	0,7676	0,6525	0,8681
Aperibé	0,6787	0,3289	0,8348	0,8723
Araruama	0,6932	0,6035	0,7105	0,7658
Areal	0,6477	0,4520	0,6862	0,8050
Armação dos Búzios	0,7264	0,6499	0,7290	0,8003
Arraial do Cabo	0,7415	0,6384	0,7936	0,7926
Barra do Piraí	0,7069	0,5307	0,7641	0,8259
Barra Mansa	0,7673	0,6906	0,6996	0,9116
Belford Roxo	0,6045	0,5412	0,5793	0,6931
Bom Jardim	0,6268	0,3690	0,6769	0,8346
Bom Jesus do Itabapoana	0,6980	0,4314	0,8388	0,8240
Cabo Frio	0,7257	0,6476	0,7152	0,8143
Cachoeiras de Macacu	0,6188	0,3716	0,6972	0,7876
Cambuci	0,6296	0,2682	0,8065	0,8140
Campos dos Goytacazes	0,7600	0,7571	0,7044	0,8185
Cantagalo	0,7146	0,5873	0,7046	0,8519
Carapebus	0,7041	0,5566	0,7218	0,8340
Cardoso Moreira	0,6894	0,4349	0,7621	0,8710
Carmo	0,6097	0,3413	0,8149	0,6730
Casimiro de Abreu	0,6877	0,4844	0,7663	0,8123
Comendador Levy Gasparian	0,7719	0,8034	0,7725	0,7396
Conceição de Macabu	0,6219	0,3857	0,7013	0,7788
Cordeiro	0,6911	0,4614	0,7547	0,8573
Duas Barras	0,6739	0,4760	0,6950	0,8507
Duque de Caxias	0,7337	0,8705	0,5832	0,7473
Engenheiro Paulo de Frontin	0,6500	0,3182	0,7969	0,8349
Guapimirim	0,5801	0,3623	0,6221	0,7559
Iguaba Grande	0,6916	0,5198	0,7651	0,7899
Itaboraí	0,6767	0,6471	0,6301	0,7530
Itaguaí	0,7611	0,8594	0,6477	0,7763

Italva	0,7626	0,4743	0,8795	0,9341
Itaocara	0,7022	0,5161	0,8040	0,7866
Itaperuna	0,7643	0,6338	0,8382	0,8209
Itatiaia	0,7132	0,4797	0,7763	0,8837
Japeri	0,6070	0,5155	0,5597	0,7458
Laje do Muriaé	0,6899	0,3619	0,8356	0,8721
Macaé	0,8729	0,9254	0,8083	0,8849
Macuco	0,6422	0,3701	0,7602	0,7964
Magé	0,6393	0,5722	0,5825	0,7632
Mangaratiba	0,7362	0,6235	0,7856	0,7993
Maricá	0,6662	0,4901	0,7522	0,7562
Mendes	0,6773	0,4301	0,8330	0,7689
Mesquita	0,6566	0,5956	0,6063	0,7679
Miguel Pereira	0,7227	0,5830	0,8177	0,7675
Miracema	0,6971	0,4498	0,8260	0,8156
Natividade	0,6882	0,3365	0,8792	0,8489
Nilópolis	0,6820	0,6282	0,6353	0,7824
Niterói	0,8394	0,8237	0,7984	0,8961
Nova Friburgo	0,7824	0,7100	0,8082	0,8290
Nova Iguaçu	0,7006	0,7420	0,6311	0,7287
Paracambi	0,6250	0,3044	0,7246	0,8461
Paraíba do Sul	0,6853	0,4662	0,7524	0,8374
Parati	0,6281	0,4065	0,6929	0,7849
Paty do Alferes	0,6132	0,4253	0,6730	0,7414
Petrópolis	0,7668	0,7137	0,7213	0,8653
Pinheiral	0,6321	0,3264	0,6720	0,8980
Piraí	0,7985	0,6659	0,7901	0,9395
Porciúncula	0,6931	0,3170	0,8073	0,9549
Porto Real	0,8095	0,7490	0,7626	0,9168
Quatis	0,6521	0,3834	0,7023	0,8706
Queimados	0,6251	0,5722	0,5999	0,7032
Quissamã	0,6895	0,4356	0,7503	0,8826
Resende	0,8237	0,8089	0,7740	0,8882
Rio Bonito	0,7372	0,7603	0,6992	0,7520
Rio Claro	0,6807	0,4584	0,7368	0,8469
Rio das Flores	0,6559	0,3909	0,7914	0,7855
Rio das Ostras	0,8002	0,7440	0,8112	0,8455
Rio de Janeiro	0,8174	0,8234	0,7984	0,8304
Santa Maria Madalena	0,6503	0,4168	0,7626	0,7714
Santo Antônio de Pádua	0,6977	0,4718	0,8421	0,7793
São Fidélis	0,7259	0,5155	0,7548	0,9073
São Francisco de Itabapoana	0,6707	0,5600	0,6768	0,7753
São Gonçalo	0,7226	0,6580	0,6629	0,8468
São João da Barra	0,7107	0,5206	0,7598	0,8518
São João de Meriti	0,6313	0,5503	0,6237	0,7198
São José de Ubá	0,6457	0,3330	0,7518	0,8522

São José do Vale do Rio Preto	0,6819	0,5353	0,6469	0,8636
São Pedro da Aldeia	0,7219	0,6182	0,7491	0,7983
São Sebastião do Alto	0,6439	0,4008	0,7963	0,7346
Sapucaia	0,6226	0,4428	0,7134	0,7117
Saquarema	0,6927	0,5776	0,6761	0,8244
Seropédica	0,6548	0,5238	0,6527	0,7878
Silva Jardim	0,5984	0,4079	0,6719	0,7154
Sumidouro	0,6554	0,4150	0,7011	0,8500
Tanguá	0,5756	0,4875	0,5240	0,7153
Teresópolis	0,7450	0,7164	0,7136	0,8048
Trajano de Moraes	0,5721	0,1778	0,7699	0,7686
Três Rios	0,6186	0,4072	0,7484	0,7003
Valença	0,6678	0,4029	0,7989	0,8017
Varre-Sai	0,6497	0,3737	0,7152	0,8602
Vassouras	0,6882	0,5137	0,7360	0,8149
Volta Redonda	0,7995	0,7347	0,7953	0,8684

Fonte: FIRJAN

Observando a tabela 5, percebe-se que o município de Quissamã e Casimiro de Abreu devem a à área relativa a geração de emprego e renda a responsabilidade pela sua colocação abaixo da média dos municípios selecionados no ranking IFDM. Tendo isso em vista, parte dos recursos oriundos do petróleo deveriam ser investidos na melhora desse setor.

Como já destacado anteriormente, os aumentos na arrecadação de *royalties* pelos municípios de Magé e Guapimirim, não foram traduzidos em elevação dos seus respectivos IFDMs. Na tabela 5 nota-se que, para reverter esse quadro, ambos os municípios deveriam direcionar parte desses recursos para incrementar a geração de emprego e renda, bem como a área de educação.

Conclui-se então que o IFDM, assim como outros indicadores de desenvolvimento não analisados no escopo desse trabalho, fornece importantes elementos de análise no que concerne a eficiência da aplicação as rendas oriundas da exploração petrolífera.

III.4 Conclusão do Capítulo

Com a modificação da metodologia do cálculo dos *royalties* e o aumento da sua parcela de 5% para 10%, o montante arrecadado desses recursos se elevou significativamente, principalmente, no estado do Rio de Janeiro (principal estado produtor de petróleo no país) e seus municípios.

A concentração espacial das jazidas de petróleo no território brasileiro, aliada ao critério de rateio dos *royalties* baseado na localização geográfica resulta em uma hiperconcentração desses recursos nas esferas subnacionais.

Essa questão se torna mais relevante quando consideradas as recém-descobertas dos campos do pré-sal, que apontam para um novo paradigma de exploração e produção que resultará em impactos econômicos importantes para o país. Entre eles, está a geração de fortes incrementos nos montantes de *royalties* arrecadados, o que deve levar a revisão do atual sistema de distribuição e repartição desses recursos, visando maximizar o seu benefício econômico.

Quando contrastado com a arrecadação de *royalties*, o Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal, que engloba as áreas de geração de emprego e renda, saúde e educação, fornece elementos de análise que reforçam a heterogeneidade dos resultados da aplicação dos *royalties* nos municípios do Rio de Janeiro, que respondem por 68,3% do total de *royalties* arrecadados pelos municípios brasileiros.

CONCLUSÃO

As dotações de recursos naturais caracterizam-se por serem espacialmente localizadas de forma heterogênea entre países e também dentro do próprio país. Sua exploração e extração se dão na localidade em que os recursos se encontram, dado a imobilidade dos mesmos. Em especial, a indústria de recursos não-renováveis, na qual está inserida a indústria petrolífera, se caracteriza pela finitude dos recursos, o que faz com que seja necessária a inclusão de um componente intertemporal na análise.

Por ser uma indústria capital-intensiva, cujos investimentos são elevados e com longo prazo de maturação, além de apresentar fortes barreiras à entrada, institucionais ou econômicas, a indústria petrolífera possui um alto risco associado à atividade de exploração, o que dificulta a entrada de novos concorrentes.

Além disso, por se tratar de um recurso exaurível, o desenvolvimento econômico exige cada vez mais a exploração de jazidas de petróleo que apresentam maiores custos de produção, o que acarreta na geração de rendas diferenciais significativas. Essas rendas precisam ser direcionadas de forma a promover o desenvolvimento econômico, levando em conta os princípios de justiça intergeracional, já que a exploração dos recursos petrolíferos, hoje, priva as gerações futuras de usufruir o benefício da exploração dos mesmos.

Portanto, a estruturação sistema de distribuição e repartição de *royalties* é uma variável-chave, principalmente em países organizados como repúblicas federativas, nos quais a disputa por essa renda se traduz num permanente embate político entre governos federais, estaduais/provinciais e locais.

No Brasil, após muitas mudanças ocorridas na legislação referente à renda petrolífera, foi instituída a Lei 9.478/97 ou Lei do Petróleo que produziu mudanças significativas na arrecadação fiscal da União, estados e municípios. A introdução de novas compensações governamentais – o bônus de assinatura, o pagamento pela ocupação ou retenção de área e a participação especial – aliada à ampliação da alíquota básica dos *royalties* de 5% para 10%, impactou positivamente os orçamentos das três esferas de governo.

No entanto, ainda há uma evidente falta de diretrizes e transparência no que diz respeito à aplicação dos recursos. A Lei do Petróleo, apesar de estabelecer a forma de distribuição dos *royalties* entre seus beneficiários, não aponta os setores nos quais esses

recursos devem ser aplicados. Atualmente, a única restrição existente consiste na vedação à aplicação dessas receitas em quitação de dívidas e em pagamento de pessoal.

Outro aspecto relevante é que o determinismo físico encontrado nas regras de rateio dos *royalties* é fonte de ineficiências e iniquidades, na medida em que, aliado à concentração espacial das jazidas de petróleo no território brasileiro, resulta em um sobrefinanciamento das esferas subnacionais. Além disso, a partir da análise do Índice de Desenvolvimento Municipal da Firjan foi observado que a maior incidência de renda petrolífera em um município nem sempre resulta no alcance de um bom nível deste indicador, evidenciando resultados heterogêneos no que concerne a aplicação destes recursos nos municípios fluminenses, formadores do grupo selecionado para a análise.

Qualquer forma de financiar novos programas federais de desenvolvimento envolveria o redesenho da estrutura de *royalties*. Foi demonstrado aqui que alternativas nesta direção são possíveis, conciliando o interesse nacional e preservando as condições de arrecadação dos municípios e estados limítrofes das jazidas de petróleo.

Tendo isso em vista, é indispensável criar mecanismos de controle da aplicação dos *royalties* para que estes possam atender plenamente aos objetivos de justiça intergeracional. Por se tratar de um recurso esgotável, a exploração econômica do petróleo, hoje, impõe uma renúncia às futuras gerações na sua utilização. Dessa forma, as participações governamentais, entre elas os *royalties*, devem ser aplicadas em programas e projetos que visem o bem estar dessas gerações que devem ser ressarcidas.

Essa questão se agrava quando consideradas as recentes descobertas na área do pré-sal, que deverão levar a um incremento relevante na arrecadação de recursos petrolíferos, entre eles, os *royalties*. Esta condição poderá se constituir numa excepcional oportunidade para alavancar programas estruturados visando suprir as carências nacionais, em matéria de saneamento básico, saúde, educação e infra-estrutura. Mas, evidentemente, irá engendrar um grande embate político entre União, estados e municípios, sobre a repartição da renda petrolífera gerada a partir dos recursos do pré-sal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP (Agência Nacional do Petróleo) – Superintendência de Controle das Participações Governamentais da ANP, “*Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*”, Coordenação: Décio Hamilton Barbosa, RJ, 2001.
- BARNETT, S.. OSSOWSKI, Rolando. “*Operational aspects of fiscal policy in oil-producing countries*”. IMF Working Paper. Washington, 2002.
- BREGMAN, D.. “*Formação, distribuição e aplicação de royalties de recursos naturais: o caso do petróleo no Brasil*”. Dissertação de mestrado do Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.
- BREGMAN, D.. PINTO JR, H. “*Notas sobre a experiência internacional de aplicação de royalties*”. 2007.
- DAVIS, ET AL. “*Oil funds: problems posing as solutions?*” Finance & Development, vol. 38, n. 4. IMF: 2001.
- ENRIQUEZ, M. A.. “*Equidade intergeracional na partilha dos benefícios dos recursos minerais: a alternativa dos Fundos de Mineração*”. Revista Iberoamericana de Economia Ecológica, v. 5, 2006.
- FASANO, U.. 2000. “*Review of the experience with oil stabilization and saving funds in selected countries*”. IMF Working Paper 112, 2000.
- FERNANDES, C.. Monografia intitulada “*A Evolução da Arrecadação de Royalties do Petróleo no Brasil e seu Impacto sobre o Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro*”, orientada pelo professor Helder Queiroz Pinto Jr, apresentada em janeiro de 2007 no IE-UFRJ.
- FERNANDES, C.; PINTO JR, H.. “*A Evolução dos Preços do Petróleo e seu Impacto sobre a Arrecadação de Royalties no Brasil*”. Boletim Infopetro, ano 7, nº1,(2006).
- GUERRA, S. M. G., HONORATO, F., “*A Lei do Petróleo e a Renda Petrolífera no Brasil*”, 2004
- GUTMAN, J.. “*Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo*”. Rio de Janeiro: Freitas Brastos, 2007.
- HARTWICK, J. M. “*Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources*”. The American Economic Review, vol. 67, n. 5, 1977.
- HOTELLING, H. “*The Economics of exhaustible resources*”. Journal of Political Economy, v. 39, n.2, p. 137-75, abril de 1931.
- LOTTA, A., “*Tribunal de Contas e os Municípios*”, Instituto Polis Dicas – Idéias para a Ação Municipal, n.º 207, 2003. Disponível em: <<http://www.polis.org.br>>.
- LEAL, J; SERRA, R., “*Uma Investigação obre os Critérios de Distribuição dos Royalties Petrolíferos*”. In: Piquet, R. (org), Petróleo, Royalties e Região, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 163-184, 2003.
- MANOEL, C. Disciplina Jurídica dos Royalties do Petróleo no Ordenamento Jurídico Brasileiro. Monografia de Bacharelado em Direito. Natal (RN): Centro de Ciências Sociais Aplicadas/UFRN, 2004. (acessado em www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br)
- PACHECO, C. A. G., Dissertação intitulada “*Avaliação de Critérios de Distribuição e de Utilização de Recursos das Participações Governamentais no Brasil*”, apresentada em junho de 2007 na UFRJ-COPPE.
- PINTO JR, H.; SARDINHA, J.. “*Aspectos Estruturais da Indústria Mundial do Petróleo: Impactos sobre a Evolução dos Preços*”. Boletim Infopetro, ano 9, nº1, 2008.
- PINTO JR. H. Q., SARDINHA, J. C. “*Investigação sobre Critérios de Distribuição e Utilização dos Royalties Petrolíferos entre Esferas Governamentais*”, 2008.

PINTO JR., H.Q.; ALMEIDA, E.F.; BOMTEMPO, J.V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. “*Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*”, Ed. Campus-Elsevier, 2007.

PIQUET, R., “*Da cana ao petróleo: uma região em mudança*”. In: Piquet, R. (org.), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

POSTALI, F.. “*Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*”. Rio de Janeiro, BNDES, 120 p., 2002.

SACHS, J.. WARNER, A.. “*Natural resource abundance and economic growth*”. NBER Working Paper Series, n. 5398, dezembro 1995.

SERRA, R.. “*Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil*”. Tese de doutorado. Campinas: Instituto de Economia, Doutorado em Economia Aplicada, 2005.

SERRA, R. V., PATRÃO, C.. “*Impropriedades das normas de distribuição territorial dos royalties no Brasil*”. In: PIQUET, Rosélia (org.). *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

SHAH, A.. “*The reform of intesgovernmental fiscal relations in developing and emerging market economies*”. World Bank, 1997.

SCHIOZER, R., “*Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo*”. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2002.

STIGLITZ, J. E. “*Transformando os recursos naturais em uma bênção em vez de uma maldição*”. In: TSALIK, S.. SCHIFFRIN, A.. *Reportando o petróleo: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento*. Open Society Institute: Nova York, 2005.

WATTS, R. L., “*Comparing Federal Systems*”. , McGill-Queen’s University Press, Canadá, 192 p., 2008.

ANEXO 1 – Evolução do Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal e da Arrecadação de *Royalties* entre os anos de 2000 e 2005

Ranking Estadual IFDM		IFDM e <i>Royalties</i> nos Municípios do RJ (2000 e 2005)					Crescimento Absoluto		Taxa de Crescimento	
		Município			2000	2005	Δ IFDM	Δ <i>Royalties</i> (R\$ milhões)	IFDM 2000 - 2005	<i>Royalties</i> 2000 - 2005
			IFDM 2000	IFDM 2005	R\$ milhões	R\$ milhões				
2000	2005									
73º	14º	Angra dos Reis	0,5905	0,7627	2,84	20,93	0,1722	18,08	29,20%	635,80%
40º	6º	Rio das Ostras	0,6366	0,8002	36,51	119,39	0,1636	82,88	25,70%	227,00%
91º	41º	Saquarema	0,5355	0,6927	2,05	4,81	0,1572	2,75	29,40%	134,10%
62º	15º	Italva	0,6127	0,7626	1,46	3,3	0,1499	1,85	24,50%	126,80%
51º	10º	Comendador Levy Gasparian	0,6282	0,7719			0,1437		22,90%	
82º	37º	Santo Antônio de Pádua	0,566	0,6977	1,92	4,51	0,1317	2,58	23,30%	134,60%
79º	33º	Carapebus	0,574	0,7041	9,98	25,72	0,1301	15,74	22,70%	157,70%
21º	7º	Volta Redonda	0,6722	0,7995	1,57	5,36	0,1273	3,78	18,90%	240,60%
66º	21º	Mangaratiba	0,609	0,7362	0,85	9,92	0,1272	9,07	20,90%	1070,70%
86º	52º	São José do Vale do Rio Preto	0,5554	0,6819	1,59	3,75	0,1265	2,17	22,80%	136,20%
83º	42º	Iguaba Grande	0,5651	0,6916	1,32	3,45	0,1265	2,13	22,40%	160,80%
49º	18º	Teresópolis	0,6296	0,745	2,52	5,86	0,1154	3,34	18,30%	132,80%
85º	58º	São Francisco de Itabapoana	0,557	0,6707	1,92	4,66	0,1137	2,74	20,40%	142,40%
61º	24º	São Fidélis	0,616	0,7259	1,99	4,51	0,1099	2,52	17,80%	126,80%
81º	57º	Duas Barras	0,5671	0,6739	1,32	3,15	0,1068	1,83	18,80%	138,10%
56º	25º	Cabo Frio	0,6209	0,7257	23,37	101,76	0,1048	78,39	16,90%	335,40%
78º	53º	Rio Claro	0,5762	0,6807			0,1045		18,10%	
70º	35º	Nova Iguaçu	0,6024	0,7006		5,98	0,0982	5,98	16,30%	
54º	26º	Miguel Pereira	0,6257	0,7227			0,0970		15,50%	

50°	28°	São Pedro da Aldeia	0,6287	0,7219	2,12	4,96	0,0932	2,84	14,80%	133,90%
1°	1°	Macaé	0,7807	0,8729	67,46	264,82	0,0922	197,36	11,80%	292,60%
7°	4°	Rio de Janeiro	0,7271	0,8174	2,86	45,04	0,0903	42,18	12,40%	1476,00%
69°	39°	Araruama	0,6034	0,6932	2,25	5,41	0,0898	3,15	14,90%	140,10%
19°	11°	Barra Mansa	0,6784	0,7673	1,57	5,36	0,0889	3,78	13,10%	240,60%
32°	20°	Rio Bonito	0,6509	0,7372	2,05	4,81	0,0863	2,75	13,20%	134,10%
26°	19°	Arraial do Cabo	0,6555	0,7415	1,74	4,34	0,0860	2,61	13,10%	150,30%
11°	9°	Nova Friburgo	0,6966	0,7824	2,65	6,01	0,0858	3,36	12,30%	126,80%
8°	8°	Piraí	0,7153	0,7985	1,57	5,36	0,0832	3,78	11,60%	240,60%
71°	50°	Paraíba do Sul	0,6022	0,6853			0,0831		13,80%	
80°	64°	Seropédica	0,5725	0,6548		5,08	0,0823	5,08	14,40%	
48°	31°	São João da Barra	0,6296	0,7107	12,26	38,07	0,0811	25,8	12,90%	210,40%
18°	13°	Itaperuna	0,6835	0,7643	2,38	5,41	0,0808	3,02	11,80%	126,80%
89°	79°	Queimados	0,5445	0,6251		5,68	0,0806	5,68	14,80%	
77°	62°	Rio das Flores	0,5767	0,6559			0,0792		13,70%	
64°	46°	Cardoso Moreira	0,6112	0,6894	1,39	3,3	0,0782	1,91	12,80%	137,60%
35°	23°	Armação dos Búzios	0,6484	0,7264	12,07	39,27	0,0780	27,2	12,00%	225,30%
68°	51°	Nilópolis	0,6047	0,682		5,98	0,0773	5,98	12,80%	
17°	17°	Campos dos Goytacazes	0,6835	0,76	87,09	321,3	0,0765	234,21	11,20%	268,90%
13°	12°	Petrópolis	0,6903	0,7668	2,65	6,01	0,0765	3,36	11,10%	126,80%
63°	48°	Natividade	0,6122	0,6882	1,52	3,45	0,0760	1,93	12,40%	126,80%
75°	63°	Sumidouro	0,5801	0,6554	1,46	3,45	0,0753	2	13,00%	137,10%
60°	44°	Laje do Muriaé	0,6179	0,6899	1,32	3	0,0720	1,68	11,70%	126,80%
53°	38°	Miracema	0,6262	0,6971	1,79	4,05	0,0709	2,27	11,30%	126,80%
12°	16°	Itaguaí	0,6905	0,7611		5,38	0,0706	5,38	10,20%	
25°	22°	Duque de Caxias	0,6637	0,7337	11,04	19,12	0,0700	8,07	10,50%	73,10%
58°	49°	Casimiro de Abreu	0,6184	0,6877	11,55	39,58	0,0693	28,03	11,20%	242,70%
44°	36°	Bom Jesus do Itabapoana	0,6318	0,698	1,88	4,35	0,0662	2,47	10,50%	131,50%
4°	3°	Resende	0,7607	0,8237			0,0630		8,30%	
2°	2°	Niterói	0,7765	0,8394	0,18	39,48	0,0629	39,31	8,10%	22142,20%
76°	77°	Parati	0,5779	0,6281		5,89	0,0502	5,89	8,70%	
87°	88°	Belford Roxo	0,555	0,6045		5,98	0,0495	5,98	8,90%	
37°	45°	Quissamã	0,6423	0,6895	25,08	53,1	0,0472	28,03	7,30%	111,80%

46°	55°	Mendes	0,6307	0,6773			0,0466		7,40%	
41°	56°	Itaboraí	0,6331	0,6767		6,08	0,0436	6,08	6,90%	
3°	5°	Porto Real	0,7677	0,8095			0,0418		5,40%	
52°	60°	Maricá	0,6267	0,6662		5,23	0,0395	5,22	6,30%	108266,8%
45°	59°	Valença	0,6311	0,6678			0,0367		5,80%	
65°	71°	São Sebastião do Alto	0,6095	0,6439	1,32	3	0,0344	1,68	5,60%	126,80%
74°	81°	Sapucaia	0,5885	0,6226			0,0341		5,80%	
57°	65°	Quatis	0,619	0,6521			0,0331		5,40%	
90°	92°	Trajano de Moraes	0,5396	0,5721	1,39	3,15	0,0325	1,76	6,00%	126,80%
22°	34°	Itacara	0,6719	0,7022	1,72	3,9	0,0303	2,18	4,50%	126,80%
88°	91°	Tanguá	0,5453	0,5756	0	4,03	0,0303	4,03	5,50%	
15°	30°	Itatiaia	0,6884	0,7132			0,0248		3,60%	
23°	43°	Cordeiro	0,6702	0,6911	1,59	3,75	0,0209	2,17	3,10%	136,20%
47°	67°	Engenheiro Paulo de Frontin	0,6297	0,65			0,0203		3,20%	
84°	90°	Guapimirim	0,5623	0,5801	3,92	14,36	0,0178	10,44	3,20%	266,60%
43°	68°	Varre-Sai	0,6321	0,6497	1,32	3	0,0176	1,68	2,80%	126,80%
14°	32°	Barra do Pirai	0,6897	0,7069			0,0172		2,50%	
55°	73°	Magé	0,6252	0,6393	5,04	17,21	0,0141	12,17	2,30%	241,50%
10°	29°	Cantagalo	0,7006	0,7146	1,52	3,75	0,0140	2,24	2,00%	147,70%
59°	75°	São João de Meriti	0,6179	0,6313		5,98	0,0134	5,98	2,20%	
72°	89°	Silva Jardim	0,5945	0,5984	3,38	12,36	0,0039	8,98	0,70%	265,90%
67°	87°	Japeri	0,6062	0,607	1,57	10,74	0,0008	9,16	0,10%	582,70%
20°	54°	Aperibé	0,6781	0,6787	1,32	3	0,0006	1,68	0,10%	126,80%
30°	69°	Areal	0,6518	0,6477			-0,0041		-0,60%	
27°	66°	Santa Maria Madalena	0,6553	0,6503	1,39	3,15	-0,0050	1,76	-0,80%	126,80%
42°	78°	Bom Jardim	0,6327	0,6268	1,72	3,9	-0,0059	2,18	-0,90%	126,80%
28°	70°	São José de Ubá	0,6535	0,6457	1,32	3	-0,0078	1,68	-1,20%	126,80%
33°	72°	Macuco	0,6509	0,6422	1,32	3	-0,0087	1,68	-1,30%	126,80%
5°	27°	São Gonçalo	0,7324	0,7226	0,18	6,08	-0,0098	5,9	-1,30%	3325,10%
31°	74°	Pinheiral	0,6511	0,6321			-0,0190		-2,90%	
38°	84°	Três Rios	0,6414	0,6186			-0,0228		-3,50%	
39°	85°	Paty do Alferes	0,6375	0,6132			-0,0243		-3,80%	
9°	47°	Vassouras	0,7142	0,6882			-0,0260		-3,60%	
34°	83°	Cachoeiras de Macacu	0,6492	0,6188	3,65	13,31	-0,0304	9,66	-4,70%	264,80%
29°	82°	Conceição de Macabu	0,6533	0,6219	1,66	3,75	-0,0314	2,1	-4,80%	126,80%

36°	86°	Carmo	0,6437	0,6097	1,52	3,45	-0,0340	1,93	-5,30%	126,80%
6°	40°	Porciúncula	0,7292	0,6931	1,52	3,45	-0,0361	1,93	-5,00%	126,80%
24°	76°	Cambuci	0,6659	0,6296	1,52	3,45	-0,0363	1,93	-5,50%	126,80%
16°	80°	Paracambi	0,6878	0,625	0	4,63	-0,0628	4,63	-9,10%	
nd	61°	Mesquita	nd	0,6566	0	5,98		5,98		